UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

COMISSIONAMENTO DE UM REATOR DE BARRA DE 500kV NA SUBESTAÇÃO FORTALEZA II DA CHESF

José Carneiro Fernandes Júnior

Fortaleza
Dezembro de 2010

JOSÉ CARNEIRO FERNANDES JUNIOR

COMISSIONAMENTO DE UM REATOR DE BARRA DE 500kV NA SUBESTAÇÃO FORTALEZA II DA CHESF

Monografia apresentada para a obtenção dos créditos da disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como parte das exigências para a graduação no curso de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistema Elétrico de Potência

Orientador: Prof. Msc. Nelber Ximenes Melo
Co-orientador: Prof. Msc. Raimundo Furtado Sampaio.

Fortaleza
Dezembro de 2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

COMISSIONAMENTO DE REATOR DE BARRA DE 500 kV NA SUBESTAÇÃO FORTALEZA II DA CHESF

José Carneiro Fernandes Júnior

Fortaleza
Dezembro de 2010

JOSÉ CARNEIRO FERNANDES JÚNIOR

COMISSIONAMENTO DE REATOR DE BARRA DE 500 kV NA SUBESTAÇÃO FORTALEZA II DA CHESF

Monografia submetida à Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para obtenção do Diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Msc. Nelber Ximenes Melo
Co-orientador: Prof. Msc. Raimundo Furtado Sampaio

Fortaleza
Dezembro de 2010

JOSÉ CARNEIRO FERNANDES JÚNIOR

COMISSIONAMENTO DE UM REATOR DE BARRA DE 500 KV NA SUBESTAÇÃO FORTALEZA II DA CHESF

Esta monografia foi julgada adequada para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovada em sua forma final pela Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Ceará.

José Carneiro Fernandes Júnior

Banca Examinadora:

Prof. Nelber Ximenes Melo, Msc.
Presidente

Prof. Raimundo Furtado Sampaio, Msc.

Eng. Luis L'Aiglon Pinto Martins

Fortaleza, Dezembro de 2010

“O único lugar onde sucesso vem antes do trabalho é no dicionário”
Albert Einstein

A Deus,
Aos meus pais, José e Sebastiana,
A todos os familiares e amigos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por ter me dado a chance de nascer numa família amorosa e em condições privilegiadas.

Aos meus pais, familiares e amigos que sempre estiveram à minha disposição no transcorrer da graduação.

Aos meus orientadores Nelber Ximenes Melo e Raimundo Furtado Sampaio, por seu trabalho, paciência e conselhos.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica, colaboradores no processo de formação ao qual me submeti nos últimos cinco anos.

Ao engenheiro Luis L'Aiglon Pinto Martins, por ter aceitado participar da banca examinadora.

Aos técnicos Nilsson Rocha e Karen Chaves de Araújo, que se mostraram sempre dispostos a responder meus questionamentos a respeito do sistema de proteção da Chesf.

A todas as pessoas que por motivo de esquecimento não foram citadas anteriormente, deixo neste espaço minhas sinceras desculpas.

Fernandes Júnior, J. C. “Comissionamento de Reator de Barra de 500 KV na Subestação Fortaleza II da Chesf”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2010, 99p.

Esta monografia tem como objetivo apresentar as principais características e o comissionamento do reator instalado no barramento de 500 kV da subestação de Fortaleza II da Chesf. O reator em derivação foi implantado para regular a tensão no barramento desta subestação, que se eleva durante a carga leve devido ao efeito capacitivo das linhas de transmissão. O sistema de proteção desta subestação tem uma arquitetura distribuída utilizando relés numéricos e, para o novo reator shunt instalado, a função diferencial de barra e de reator são as proteções principais do equipamento e, para proteção de retaguarda, utilizam-se as funções de sobrecorrente instantânea de fase, neutro e STUB. O registro das correntes de falta é feito por um registrador digital de perturbação conectado a uma rede WAN, o que permite acesso rápido às oscilografias através da Intranet da Chesf. Através das simulações dos transientes de chaveamento, foi possível verificar que há instantes ideais para que o reator seja energizado e desenergizado, justificando a utilização de um sincronizador de disjuntor.

Palavras-Chave: Regulação de Tensão, Reator Shunt, Proteção de Sistemas Elétricos, Oscilografia.

Fernandes Júnior, J. C. “Commissioning of a 500kV busbar Shunt Reactor in Chesf’s Fortaleza II Substation”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2010, 99p.

This work aims to present the main features and the commissioning of a shunt reactor installed in the 500 kV busbar of the Chesf’s Fortaleza II substation. The shunt reactor was implanted to regulate the bus voltage at this substation, which rises during light load due to the capacitive effect of the transmission lines. The protection system of this substation has a distributed architecture using numerical relays, and for the new shunt reactor installed, the busbar and reactor differential protections are the main protections of the equipment and, for backup protection, the functions instantaneous overcurrent of phase, neutral and STUB are used. The record of fault currents is done by a digital disturbance recorder connected to a Wide Area Network, which allows quick access to the oscillograph’s records from Chesf’s Intranet. Throught simulations of switching transients, it was verified that there are ideal moments for the reactor to be energized and de-energizes, justifying the use of a breaker synchronizer.

Keywords: Voltage Regulation, Shunt Reactor, Power Systems Protection, Oscillography.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS xii
LISTA DE TABELAS xvi
SIMBOLOGIA xvii
INTRODUÇÃO 1
CAPÍTULO 2
DESCRIÇÃO DO EQUIPAMENTO REATOR DE BARRA 5
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 5
2.2 REATORES: ASPECTOS CONSTRUTIVOS 5
2.3 APLICAÇÕES DE REATORES 7
2.3.1 REATOR PARA LIMITAÇÃO DE CORRENTE 7
2.3.1.1 REATOR EM SÉRIE COM O SISTEMA ELÉTRICO 7
2.3.1.2 REATOR DE ATERRAMENTO DE NEUTRO 8
2.3.2 REATOR DE ALISAMENTO 9
2.3.3 REATOR PARA FILTRO DE HARMÔNICAS 10
2.3.4 REATOR EM DERIVAÇÃO (SHUNT) 10
2.3.5 COMPENSADOR ESTÁTICO 13
2.3.6 LIMITAÇÃO DA CORRENTE *INRUSH* 13
2.4 O REATOR DE BARRA 05E4 DA SUBESTAÇÃO FORTALEZA II 14
2.5 COMPONENTE DO REATOR 15
2.5.1 BUCHA DE ALTA TENSÃO 15
2.5.2 BUCHA DE NEUTRO 18
2.5.3 RADIADORES 18
2.5.4 TANQUE DE EXPANSÃO 19
2.5.5 SECADOR DE AR À SÍLICA GEL 21
2.5.6 INDICADOR DO NÍVEL DO ÓLEO 22
2.5.7 DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO 23
2.5.8 RELÉ DE GÁS TIPO BUCHHOLZ 23
2.5.9 MONITOR DE TEMPERATURA DO ÓLEO E ENROLAMENTO 25
2.5.10 ARMÁRIO DO REATOR 26
2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS 27

CAPÍTULO 3
SISTEMA DE PROTEÇÃO.....28
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....28
3.2 ESTADO DA ARTE E EVOLUÇÃO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO.....28
3.3 ARQUITETURA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTRLE E SUPERVISÃO... 32
3.3.1 HIERARQUIA DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SE FORTALEZA II... 32
3.3.2 DESCRIÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SE FORTALEZA II.....32
3.4 FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DO 05E4 34
3.4.1 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO REATOR – 87R 36
3.4.2 PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO BARRA – 87B.....40
3.4.3 PROTEÇÃO FALHA DE DISJUNTOR – 50BF.....45
3.4.3.1 PROTEÇÃO FALHA DO DISJUNTOR POR MONITORAMENTO DO FLUXO DE CORRENTE.....46
3.4.3.2 PROTEÇÃO FALHA DO DISJUNTOR POR MONITORAMENTO DOS CONTATOS AUXILIARES DO DISJUNTOR.....46
3.4.4 PROTEÇÕES DE SOBRECORRENTE 50, 50N E 50STUB 47
3.4.5 PROTEÇÃO DE TEMPERATURA DO ÓLEO - 26 49
3.4.6 PROTEÇÃO DE TEMPERATURA DO ENROLAMENTO - 49.....50
3.4.7 PROTEÇÃO NÍVEL DE ÓLEO DO REATOR - 71.....51
3.4.8 RELÉ DE PRESSÃO E GÁS (BUCHHOLZ) - 63 51
3.4.9 VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO – 63VS.....52
3.4.10 RELÉ DE BLOQUEIO - 86 52
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 54

CAPÍTULO 4
SISTEMA DE OSCILOGRAFIA 55
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 55
4.2 SISTEMAS DE OSCILOGRAFIA: BREVE HISTÓRICO.....55
4.3 MOTIVAÇÃO PARA O USO DE OSCILOGRAFIA NO SEB: PARCELA VARIÁVEL 56

4.4 A REDE DE OSCILOGRAFIA DA CHESF 57
4.5 OSCILÓGRAFO DO REATOR 05E4 60
4.5.1 ESTRUTURA BÁSICA DO SIMEAS R 61
4.5.2 UNIDADES DE AQUISIÇÃO E CONDICIONAMENTO DO SINAL 63
4.5.3 AMOSTRAGEM E CONVERSÃO ANALÓGICA/DIGITAL 65
4.5.4 CÁLCULO DAS QUANTIDADES DERIVADAS 66
4.5.5 DISPAROS 69
4.6 O SOFTWARE OSCOP 71
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS 74

CAPÍTULO 5
SIMULAÇÕES DE CHAVEAMENTO DO REATOR DE BARRA 75
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 75
5.2 O SISTEMA TESTE IEEE 14 BARRAS 75
5.3 O SIMULADOR PSCAD 77
5.3.1 MODELOS UTILIZADOS 77
5.4 RESPOSTA COMPLETA PARA A CORRENTE DE ENERGIZAÇÃO 79
5.5 SIMULAÇÕES DO TRANSIENTE DE ENERGIZAÇÃO 82
5.5.1 SIMULAÇÕES DE ENERGIZAÇÃO DO REATOR NO SISTEMA IEEE 14 BARRAS 85
5.6 RESPOSTA DO REATOR À DESENERGIZAÇÃO 89
5.7 SINCRONIZADOR DE DISJUNTORES 93
5.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS 94

CAPÍTULO 6
CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 95
6.1 CONCLUSÃO 95
6.2 DESENVOLVIMENTO FUTURO 96

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Linhas de transmissão do sistema Chesf 2
Figura 1.2 – Elevação de tensão por efeito Ferranti 3
Figura 1.3 – Parte Diagrama Unifilar do setor de 500 KV, mostrando o reator de linha e de barra 3
Figura 2.1 – Reatores shunt monofásicos sem e com núcleo de aço e entreferro 5
Figura 2.2 – Reatores shunt trifásicos com e sem circuito de retorno magnético 6
Figura 2.3 – Posições de conexão de reatores shunt 6
Figura 2.4 – Reatores conectados em delta e estrela aterrado por um quarto reator 6
Figura 2.5 - Reatores Limitadores de Corrente 7
Figura 2.6 – Reator de Aterramento de Neutro 8
Figura 2.7 – Sistema aterrado através de reator 8
Figura 2.8 – Reator de alisamento 9
Figura 2.9 – Filtro de harmônicas 10
Figura 2.10 – Circuito Pi de uma Linha de Transmissão 10
Figura 2.11 – Curva de carga no Brasil em dia útil 11
Figura 2.12 – Sistema elétrico genérico de duas barras 11
Figura 2.13 – Circuito simplificado de reator controlado por tiristores 13
Figura 2.14 – Reator limitador de corrente *inrush* 14
Figura 2.15 – Vista frontal do reator de barra 05E4-A 14
Figura 2.16 – Diagrama Unifilar do reator 05E4 15
Figura 2.17 – Bucha de Alta tensão 16
Figura 2.18 – Ponte de Shering 16
Figura 2.19 - Circuito paralelo representando a capacitância do isolador e a resistência relativa às perdas 17
Figura 2.20 – Bucha de Neutro 18
Figura 2.21 – Radiadores do reator 05E4 19
Figura 2.22 – Tanque de Expansão 19
Figura 2.23 – Vista frontal e lateral do conservador de óleo isolante 20
Figura 2.24– Secador de Ar 21
Figura 2.25 – Secção do Secador de Ar 21
Figura 2.26 – Indicador do nível de óleo 22
Figura 2.27 – Dispositivo de alívio de pressão 23

Figura 2.28 – Relé de Gás Buchholz 24
Figura 2.29 – Operação do primeiro estágio do relé de gás 24
Figura 2.30 – Operação do segundo estágio do relé de gás 25
Figura 2.31 – Monitor de temperatura do óleo e enrolamento TM1 da Tree Tech 25
Figura 2.32 – Sensor de temperatura PT100 e sua curva característica 25
Figura 2.33 – Armário do Reator 26
Figura 3.1 – Diagrama de blocos de um sistema de proteção 29
Figura 3.2 – Principais componentes de um relé eletromecânico 30
Figura 3.3 – Circuito eletrônico de um relé de proteção estático com função de sobrecorrente instantânea 30
Figura 3.4 – Arquitetura de um relé de proteção microprocessado 31
Figura 3.5 – Sistema Digital da subestação Fortaleza II 34
Figura 3.6 – Diagrama Unifilar Simplificado das proteções 36
Figura 3.7 – Princípio básico da proteção diferencial 36
Figura 3.8 – Característica de *trip* da proteção diferencial 38
Figura 3.9 – Gráfico da característica de *trip* completa da proteção diferencial de reator 39
Figura 3.10 – Barramento com *n* alimentadores 40
Figura 3.11 – Formação da corrente de estabilização 41
Figura 3.12 – Característica de atuação da proteção diferencial de barra 41
Figura 3.13 – Corrente primária e secundária de um TC submetido a uma falta 43
Figura 3.14 – Corrente diferencial e de estabilização para faltas fora da zona protegida e com TC saturado 43
Figura 3.15 – Corrente diferencial e de estabilização para faltas na zona protegida e com TC saturado 44
Figura 3.16 – Distribuição dos TCs e relés da proteção diferencial de barra de 500 kV da SE Fortaleza II 45
Figura 3.17 – Diagrama lógico da função 50BF 46
Figura 3.18 – Diagrama lógico completo da função 50BF 47
Figura 3.19 – Ligação do TC 47
Figura 3.20 – Diagrama unifilar destacando função de proteção 50STUB 48
Figura 3.21 – Conexões do sensor de temperatura e TC de bucha do TM1 ao reator 49
Figura 3.22 – Transdutor PT100 49
Figura 3.23 – Opções de Ligação do PT100 ao TM1 50
Figura 3.24 – Conexões do sensor de temperatura do óleo e TC de bucha do TM1 ao reator. 51

Figura 3.25 – Diagrama unifilar do setor de 500 kV da subestação Fortaleza II 53
Figura 4.1 – Estrutura básica de uma rede de oscilografia 55
Figura 4.2 – Arquitetura original do GERCOM 58
Figura 4.3 – Arquitetura atual do Sistema SIGRO 60
Figura 4.4 – RDP SIMEAS R, modelo 7KE6000 60
Figura 4.5 – Diagrama trifilar simplificado do reator com o oscilógrafo 61
Figura 4.6 – Diagrama de blocos do SIMEAS R 62
Figura 4.7 – Circuito de condicionamento de sinal de tensão alternada 63
Figura 4.8 – Circuito para condicionamento de sinais de corrente alternada 64
Figura 4.9 – Circuito de condicionamento para tensão e corrente contínua 64
Figura 4.10 – Circuito de Condicionamento de Sinal para entradas Binárias 65
Figura 4.11 – Compressão de dados em função do número de harmônicas 66
Figura 4.12 – Faixas de operação de disparos por violação de valor mínimo e máximo 69
Figura 4.13 – Valore de raiz quadrada média de uma grandeza periódica monitorada 69
Figura 4.14 – Alteração de freqüência do sistema 70
Figura 4.15 – Primeira tele do Oscop Transmit 71
Figura 4.16 – Seleção dispositivo a ser acessado 72
Figura 4.17 – Seleção do tipo de oscilografia desejada 72
Figura 4.18 – Seleção da oscilografia desejada 73
Figura 4.19 – Alteração de estado na entrada binária 15E4_ABERTO/05E4 que disparou a oscilografia 73
Figura 4.20 – Forma de onda na fase A do reator 05E4 74
Figura 5.1 – Sistema-teste IEEE 14 barras 75
Figura 5.2 – Circuito Pi de uma Linha de Transmissão 78
Figura 5.3 – Fontes e cargas trifásicas do PSCAD 78
Figura 5.4 – Transformador UMEC no PSCAD 78
Figura 5.5 – Modelo do reator 05E4 79
Figura 5.6 – Circuito montado para simulação do transiente de energização 82
Figura 5.7 – Tensão no reator 83
Figura 5.8 – Corrente de Energização do Reator 83
Figura 5.9 – Tensão no reator 84
Figura 5.10 – Corrente de *inrush* quando o fechamento do disjuntor ocorre no instante de tensão máxima 84
Figura 5.11 – Sistema IEEE 14 barras montado no PSCAD 85

Figura 5.12 – Reator inserido na barra 12 do IEEE 14 barras 86
Figura 5.13 – Tensão de linha no barramento 87
Figura 5.14 – Corrente de energização do reator no IEEE 14 barras 88
Figura 5.15 – Corrente de *inrush* da energização ocorrida com tensão máxima 89
Figura 5.16 – Modelo do reator na desenergização 88
Figura 5.17 – Circuito montado para simular a desenergização do reator 91
Figura 5.18 – Tensão no reator quando a desenergização ocorre no instante de corrente nula 91
Figura 5.19 –Tensão nos pólos do disjuntor quando a desenergização ocorre no instante de corrente nula 92
Figura 5.20 - Tensão no reator quando a desenergização ocorre no instante de corrente máxima 92
Figura 5.21 - Tensão nos pólos do disjuntor reator quando a desenergização ocorre no instante de corrente máxima 93
Figura 5.22 – Sincronizador de Disjuntores 94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura 2
Tabela 2.1 – Legenda dos componentes do armário do reator 27
Tabela 3.1 – Funções de proteção do reator 05E4 35
Tabela 4.1 – Faixas de tensão das entradas binárias 65
Tabela 5.1 – Dados de Linha do IEEE 14 barras 76
Tabela 5.2 – Dados de Barra do IEEE 14 barras 76
Tabela 5.2(continuação) – Dados de Barra do IEEE 14 barras 77
Tabela 5.3 – Comparação dos resultados obtidos no PSCAD com os fornecidos nos dados do IEEE 14 barras 85
Tabela 5.4 – Tensões nos barramentos antes e depois da entrada do reator 87

SIMBOLOGIA

Símbolo	Significado
I_{cc}	**Corrente de curto-circuito**
V_f	**Tensão pré-falta**
X_1	**Impedância de seqüência positiva**
X_2	**Impedância de seqüência negativa**
X_0	**Impedância de seqüência zero**
Z_n	**Impedância do reator de Aterramento**
V_i	**Tensão na barra *i***
S_{ji}	**Fluxo de potência aparente da barra *i* para a barra *j***
P_{ij}	**Fluxo de potência ativa da barra *i* para a barra *j***
Q_{ji}	**Fluxo de potência reativa da barra *i* para a barra *j***
δij	**Ângulo entre as tensões nas barras *i* e *j***
I_{diff}	**Corrente diferencial**
I_{stab}	**Corrente de estabilização**
k	**Coeficiente de inclinação da curva característica de trip da função diferencial**
n'	**Fator de sobrecorrente calculado**
P_n	**Carga no TC em VA na corrente nominal**
P_i	**Potência interna do TC em VA**
P_b	**Carga imposta ao TC em VA**
n	**Fator de sobrecorrente**
$Icc_{3\varphi}$	**Corrente de curto-circuito trifásico**
$Icc_{1\varphi}$	**Corrente de curto-circuito monofásico**
RTC	**Relação de transformação do transformador de corrente**
I_{ajuste}	**Corrente de ajuste da proteção de sobrecorrente**
PVI	**Valor da parcela variável por indisponibilidade**
D	**Número de dias do mês da ocorrência**
NP	**Número de desligamentos programados da FT ao longo do mês**
NO	**Número de desligamentos não programados da FT ao longo do mês**
K_p	**Fator de multiplicação para desligamento programado**
K_o	**Fator de multiplicação para desligamento não programado**

Símbolo	Significado
DVDP	**Duração, em minutos, de cada desligamento programado numa FT**
DVDO	**Duração, em minutos, de cada desligamento programado numa FT**
U_{rms}	**Valor eficaz da tensão *U***
I_{rms}	**Valor eficaz da corrente *I***
$U_{re,n}$	**Coeficiente real do enésimo harmônico de tensão**
$U_{im,n}$	**Coeficiente imaginário do enésimo harmônico de tensão**
$I_{re,n}$	**Coeficiente real do enésimo harmônico de corrente**
$I_{im,n}$	**Coeficiente imaginário do enésimo harmônico de corrente**
FP	**Fator de Potência**
P	**Potência Ativa**
Q	**Potência reativa**
S	**Potência aparente**
V_{an}	**Tensão entre a fase *a* e a terra**
V_{bn}	**Tensão entre a fase *b* e a terra**
V_{cn}	**Tensão entre a fase *c* e a terra**
V_{ab}	**Tensão entre as fases *a* e *b***
V_{bc}	**Tensão entre as fases *b* e *c***
V_{ca}	**Tensão entre as fases *c* e *a***
β	**Grau de desequilíbrio do sistema**
THD	**Taxa de distorção harmônica**
V_m	**Valor máximo da tensão de uma senóide**
ω	**Velocidade angular do sistema**
φ	**Fase da tensão do sistema**
i_h	**Resposta homogênea da corrente *i***
i_p	**Resposta particular da corrente *i***
e	**Número de Néper**
L	**Indutância do reator**
R	**Resistência dos enrolamentos do reator**
C	**Capacitância paralela do reator**
θ	**Ângulo da impedância do reator**
I_{base}	**Corrente de base do sistema**
V_n	**Tensão nominal do reator**

Acrônimos e Abreviaturas:

Símbolo	Significado
SEP	**Sistema Elétrico de Potência**
SIN	**Sistema Interligado Nacional**
ONS	**Operador Nacional do Sistema**
ANEEL	**Agência Nacional de energia Elétrica**
PAR	**Plano de Ampliações e Reforços**
MME	**Ministério das Minas e Energia**
CHESF	**Companhia Hidro Elétrica do São Francisco**
HVDC	***High Voltade Direct Current***
PRODIST	**Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica**
SVC	**Static Var Compensator**
TSR	**Thysistor Switched Reactor**
ONAN	**Óleo Natural, Ar Natural**
TC	**Transformador de corrente**
TP	**Transformador de Potencial**
IED	**Inteligent Eletronic Device**
SCADA	**Supervisory Control and Data Acquisition**
CRON	**Centro Regional de Operação Norte**
IHM	**Interface Humano-Máquina**
RDP	**Registrador Digital de Perturbação**
SEB	**Sistema Elétrico Brasileiro**
GCOI	**Grupo Coordenador de Operação Interligada**
PV	**Parcela Variável**
FT	**Função de Transmissão**
PB	**Pagamento base**
MG	**Módulo Geral**
GERCOM	**Gerenciador de Comunicações**
WAN	**Wide Area Network**
SIGRO	**Sistema de Gerenciamento da rede de oscilografia**
LAN	**Local Area Network**
CPU	**Central Processing Unit**
DAU	**Unidade de Aquisição de dados**
UMEC	**Unified Magnetic Equivalent Circuit**

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência brasileiro pode ser considerado hidrotérmico de grande porte, devido à natureza de sua geração, potência instalada e dimensões do país. Inicialmente, o SEP (Sistema Elétrico de Potência) operava na forma de subsistemas menores independentes que, nas últimas décadas, foram interligados, dando origem ao SIN (Sistema Interligado Nacional). A coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão do SIN cabe ao ONS (Operador Nacional do Sistema), que é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos sob fiscalização e regulação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica)[1].

A área de operação do ONS é constituída pela rede básica, rede complementar e usinas submetidas ao despacho centralizado. Com o objetivo de garantir o contínuo melhoramento da rede, o ONS também coordena o PAR (Plano de Ampliações e Reforços) que, refletindo a visão do Operador Nacional do Sistema Elétrico, registra as ações identificadas como necessárias para garantir que a operação futura do SIN ocorra de acordo com os padrões de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede. O ONS, baseado nas informações recolhida das empresas, elabora e envia anualmente ao MME (Ministério de Minas e Energia) o plano de expansão do sistema elétrico e, a partir de então, são feitos estudos de viabilidade e cronograma da expansão [2].

Dentre as várias atribuições do Operador Nacional do Sistema, está o controle da tensão nas barras do SIN. Este é realizado pelos operadores em tempo real, a partir de informações oriundas da medição operacional existente nas instalações do sistema elétrico. Obtidos os valores de tensão na barra em kV, potências reativas em Mvar, topologia e condições de carga, os operadores atuam na rede com o objetivo de evitar que as tensões nos barramentos ultrapassem os valores limites requeridos no submódulo 2.8 dos procedimentos de rede. Na Tabela 1.1, são apresentados, para cada nível de tensão do sistema, a faixa de variação de tensão estabelecida pelo Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) para as condições consideradas adequada, precária e crítica.

Tabela 1.1 – Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura [3]

Tensão Nominal (TN) do Ponto de Medição [kV]	Classificação da tensão de atendimento (TA) a partir da tensão de leitura (TL), em pu de TC, para diferentes valores de tensão nominal (TN)		
	Adequada	Precária	Crítica
TN ≥ 230	0,95 TC ≤ TL ≤ 1,05 TC	0,93 TC ≤ TL < 0,95 TC ou 1,05 TC < TL ≤ 1,07 TC	TL < 0,93 TC Ou TL > 1,07 TC
69 ≤ TN < 230	0,95 TC ≤ TL ≤ 1,05 TC	0,90 TC ≤ TL < 0,95 TC ou 1,05 TC < TL ≤ 1,07 TC	TL < 0,90 TC ou TL > 1,07 TC
1 < TN < 69	0,93 TC ≤ TL ≤ 1,05 TC	0,90 TC ≤ TL < 0,93 TC	TL < 0,90 TC ou TL > 1,05 TC

O controle do módulo da tensão nas barras do SEP pode ser feito mediante o ajuste da excitação das unidades geradoras, mudança dos tapes dos transformadores, instalação de bancos de capacitores ou reatores. Reatores são aplicados para absorver potência reativa capacitiva das linhas, reduzindo o módulo da tensão nos barramentos nos momentos de carga leve, quando é comum sua elevação. [4]

Na subestação de Fortaleza II da CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), existem três reatores monofásicos em cada uma das três linhas de transmissão de 500 kV, sendo que duas das linhas são interligadas à subestação Sobral III e a outra à subestação Quixadá. Na Figura 1.1 é mostrada uma parte do sistema Chesf contendo, em vermelho, as linhas e as subestações citadas.

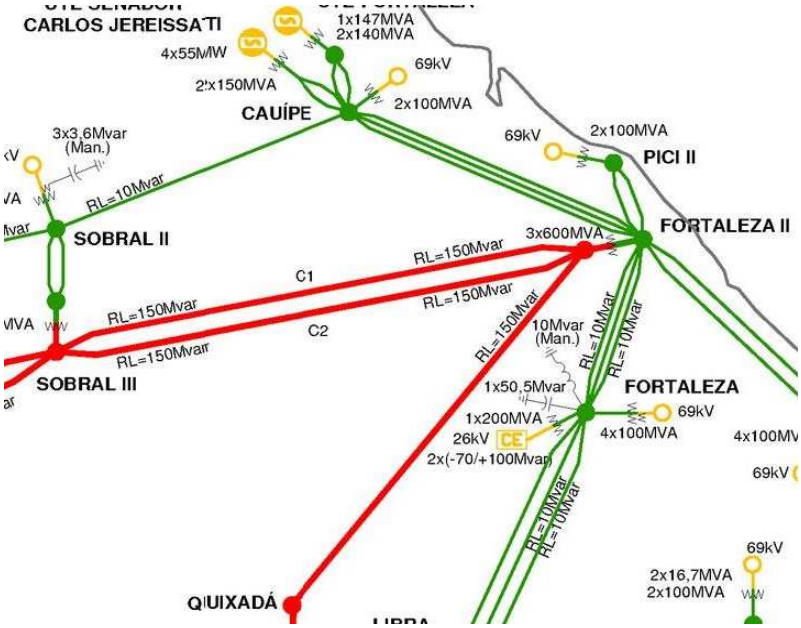

Figura 1.1 - Linhas de transmissão do sistema Chesf [5]

Os reatores das linhas desta subestação Fortaleza II estão conectados da linha para a terra estando, portanto, submetidos a uma tensão de fase de 288,7 kV e têm a função de absorver o reativo capacitivo da linha, evitando o efeito Ferranti, que é a elevação da tensão no lado receptor da linha em momentos de carga leve, conforme mostrado no gráfico da Figura 1.2, onde Er e Et representam o módulo da tensão no extremo receptor e transmissor da linha, respectivamente [3].

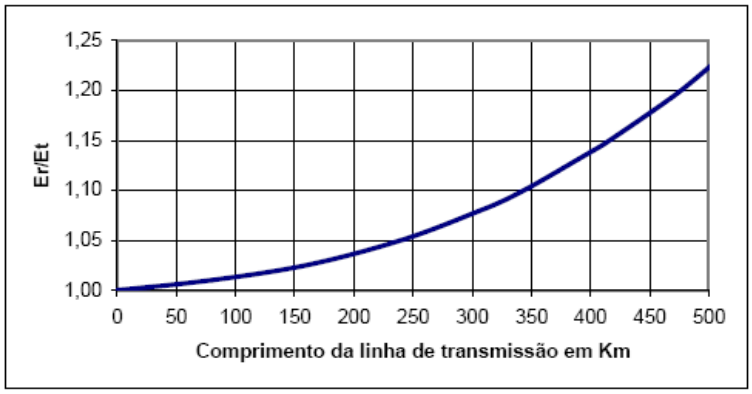

Figura 1.2 – Elevação de tensão por efeito Ferranti[4]

Em 2010, atendendo ao PAR do ONS, foi instalado um banco de reatores monofásicos de 60 Mvar na barra de 500 kV da subestação Fortaleza II, código operacional FZD. Na Figura 1.3 é mostrada uma parte do diagrama unifilar do setor de 500 kV de FZD, no qual pode ser observado o reator de linha, código operacional 05E3, conectado à linha 05V6 que interliga FZD à subestação Sobral III, codificação SBT, e o reator de barra com código 05E4, fabricante Siemens, instalado recentemente, cuja descrição do sistema de proteção e oscilografia é objeto deste trabalho.

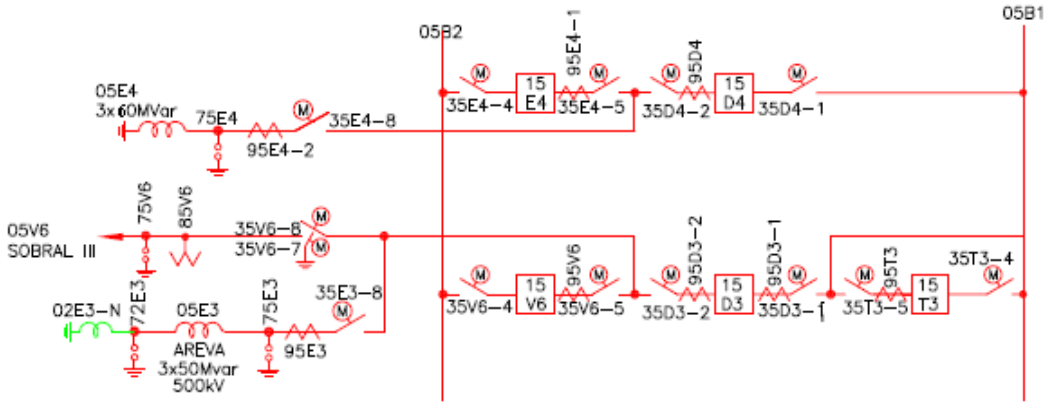

Figura 1.3 – Parte Diagrama Unifilar do setor de 500 kV, mostrando o reator de linha e de barra [6]

Dada a complexidade envolvida na instalação de um equipamento desse porte numa subestação do SIN, o comissionamento da obra é uma atividade multidisciplinar que envolve o trabalho conjunto da equipe dos fabricantes e fornecedores dos equipamentos com a equipe de projeto, construção, manutenção e operação da empresa de energia. A equipe da Siemens, empresa fornecedora do reator e do sistema de controle, proteção e responsável pela integração com o sistema de automação e a equipe da CHESF trabalharam em conjunto durante aproximadamente três meses entre o dia da instalação do reator no pátio até sua energização, atuando em todos os níveis hierárquicos de um sistema de automação de uma da subestação: nível 0 (pátio da subestação), nível 1 (cabana de proteção), nível 2 (sala de comando da subestação) e nível 3 (Centro de Operação do sistema CHESF).

Diante desta experiência vivenciada no estágio, o objetivo deste trabalho é apresentar o reator, os sistemas de proteção e oscilografia e os transientes de energização e desenergização, demonstrando uma série de conhecimentos obtidos durante o acompanhamento desta obra.

No Capítulo 2, serão apontados os principais tipos e aplicações de reatores em sistemas elétricos de potência. O reator comissionado será apresentado dando ênfase nas suas funcionalidades e principais partes.

O Capítulo 3 tem por objetivo explicar o sistema de proteção projetado para o reator. Serão mostradas as proteções intrínsecas do equipamento e outras implementadas por relés de proteção digitais.

No capítulo 4, será abordada a importância da oscilografia para análise de faltas em sistemas de potência. Será mostrada a evolução da rede de oscilografia da Chesf e as principais características do oscilógrafo escolhido como registrador de perturbações do reator comissionado.

No capítulo 5, serão simulados, utilizando o programa PSCAD, os transitórios de energização e desenergização do reator de barra.

No Capítulo 6, serão apresentadas as conclusões resultantes do acompanhamento e estudo do comissionamento do reator 05E4 e são dadas sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

DESCRIÇÃO DO EQUIPAMENTO REATOR DE BARRA

2.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo descreve o reator instalado no barramento de 500 kV da subestação FZD, estudado neste trabalho, apresentando suas principais partes, ilustradas através de fotografias e informações técnicas, aspectos construtivos e operacionais do equipamento colhidas no manual do fabricante. O capítulo inicia com o estado da arte dos reatores, apontando seus tipos e aplicações. Será mostrado o diagrama unifilar do reator, chamando atenção para o arranjo de barramento escolhido e, por último, serão apresentados seus componentes: bucha de alta tensão, bucha de neutro, radiadores, tanque de expansão, purificador de ar à sílica gel, indicador de nível de óleo, dispositivo de alívio de pressão, relé de gás, monitor de temperatura do óleo e enrolamento, centelhadores e armário do reator.

2.2 - REATORES: ASPECTOS CONSTRUTIVOS

Reatores são dispositivos de natureza indutiva inseridos no sistema elétrico de potência com finalidades específicas. São constituídos basicamente de um conjunto de bobinas enroladas em um núcleo de ferro silício. As bobinas podem ser imersas no ar ou em óleo que provém o isolamento e isolação necessária ao equipamento.

De acordo com a construção do circuito magnético, os reatores podem ser classificados dois tipos: reatores com núcleo de ferro dividido por entreferro de ar e núcleo de aço com circuito de retorno magnético [7]. Nas Figuras 2.1 e 2.2 são ilustrados os dois tipos de reatores.

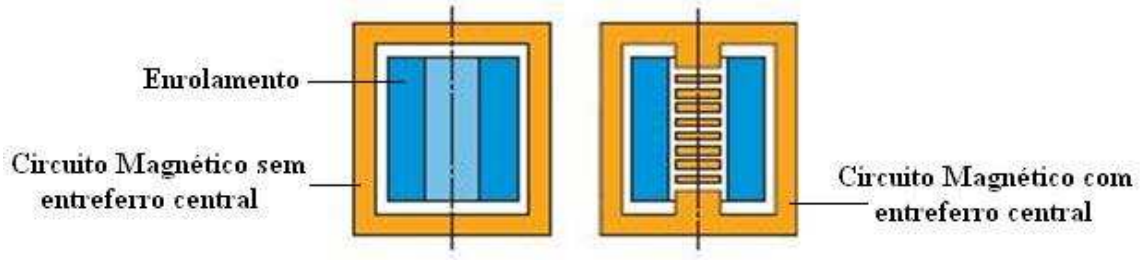

Figura 2.1 – Reatores shunt monofásicos sem e com núcleo de aço e entreferro [7]

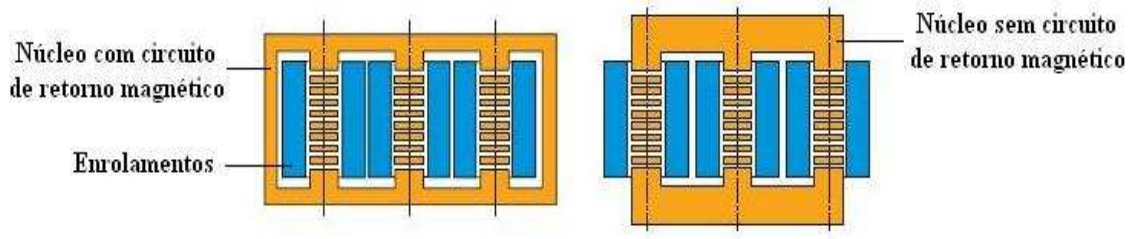

Figura 2.2 – Reatores shunt trifásicos com e sem circuito de retorno magnético. [7]

Dependendo da necessidade e da configuração do sistema, os reatores podem ser conectados em uma das três posições mostradas na Figura 2.3: conectado diretamente ao barramento (Pos. 1), conectado nos terminais das linhas de transmissão (Pos. 2) ou conectado no terciário de um transformador de potência (Pos. 3). [8]

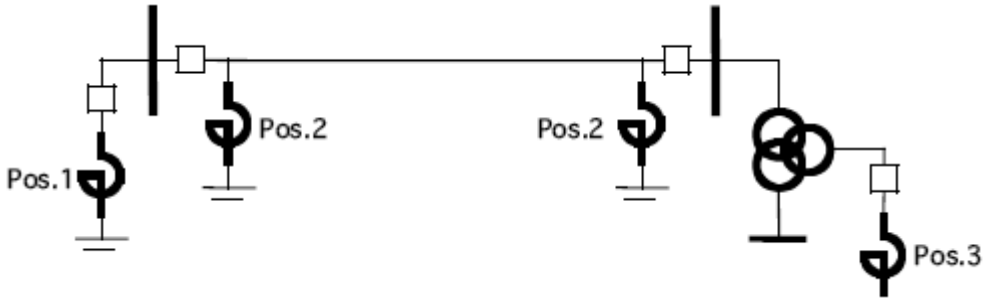

Figura 2.3 – Posições de conexão de reatores shunt [8]

O equipamento pode ser conectado em delta ou em estrela, sendo a ligação em estrela a configuração mais comum, pois, neste caso, os enrolamentos ficam submetidos às tensões de fase, requerendo menor isolação e, consequentemente, menor custo do equipamento. Na ligação em estrela, o aterramento do centro da estrela pode ser feito através um quarto reator, conforme mostrado na Figura 2.4. [8]

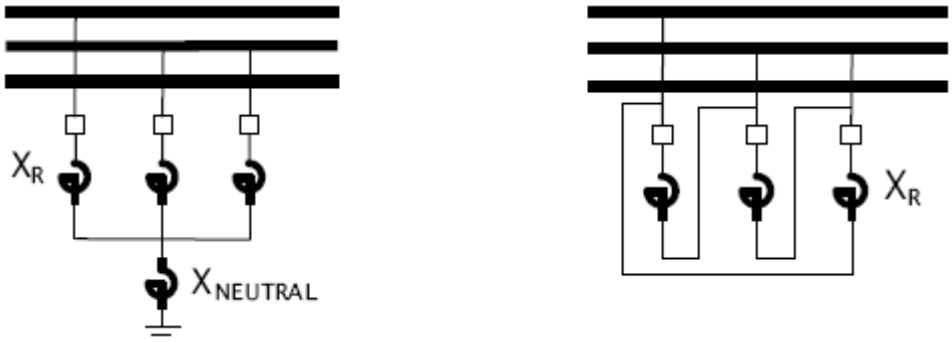

Figura 2.4 – Reatores conectados em delta e estrela aterrado por um quarto reator [8]

2.3 - APLICAÇÕES DE REATORES

No sistema elétrico de potência, os reatores são instalados e posicionados no sistema elétrico para executar alguma função específica, entre as quais estão:

- Limitação de corrente;
- Aterramento do neutro;
- Alisamento;
- Filtro de harmônicos;
- Derivação;
- Compensação estática;
- Limitação da corrente de inrush.

2.3.1 – REATOR PARA LIMITAÇÃO DE CORRENTE

2.3.1.1 – REATOR EM SÉRIE COM O SISTEMA ELÉTRICO

Quando inserido no sistema elétrico com a finalidade de limitar corrente, o reator é instalado em série com a linha de transmissão ou com o alimentador e funciona como elemento que limita a corrente de falta aos níveis compatíveis com os equipamentos do sistema [9]. Esta prática é uma solução econômica quando ocorre o aumento de capacidade de curto-circuito de um sistema, pois elimina a necessidade de ajustar todos os equipamentos de proteção aos novos níveis de curto-circuito ou em casos mais críticos substituir todos os equipamentos da instalação. A Figura 2.5 mostra os reatores instalados em uma linha de transmissão, um por fase, com a finalidade de limitar as correntes de curto-circuito.

Figura 2.5 - Reatores Limitadores de Corrente [9]

2.3.1.2 - REATOR DE ATERRAMENTO DE NEUTRO

Neste tipo de configuração o reator é utilizado com a finalidade de reduzir a corrente de curto-circuito monofásica ou fase-terra. A Figura 2.6 mostra um reator de aterramento de neutro.

Figura 2.6 – Reator de Aterramento de Neutro [9]

No diagrama trifilar da Figura 2.7 é apresentado um reator de aterramento conectado entre o centro da estrela e o terra do sistema elétrico.

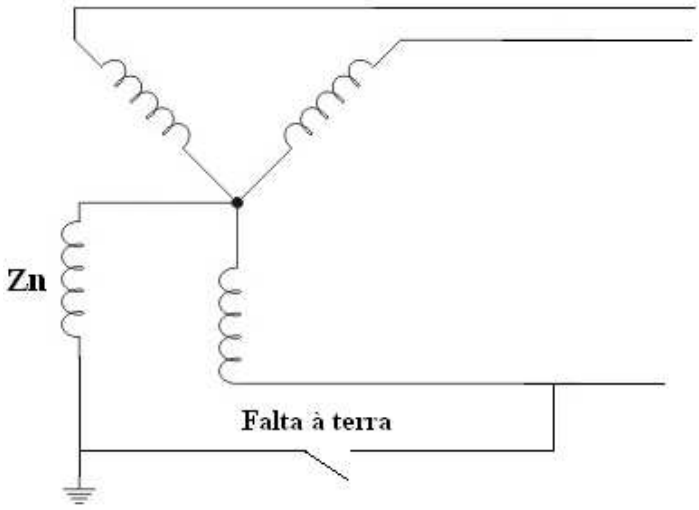

Figura 2.7 – Sistema aterrado através de reator [10]

Neste tipo de ligação, se o sistema estiver equilibrado a corrente através do reator é nula e, em caso de falta fase-terra, a corrente de curto-circuito pode ser calculada através da equação 2.1 [10] mostrada abaixo:

$$I_{cc} = \frac{3V_f}{jX_1 + jX_2 + jX_0 + 3Z_n} \quad (2.1)$$

Onde:

Vf: Tensão pré-falta

X_1: Impedância de sequência positiva

X_2: Impedância de sequência negativa

X_0: Impedância de sequência zero

Z_n: Impedância do reator de aterramento

Analisando a equação, é possível inferir que o aumento de Z_n reduz o módulo da corrente de curto-circuito monofásico (fase-terra). Este tipo configuração é mais simples e apresenta menor custo quando comparada com os reatores ligados em série com o sistema elétrico. Entretanto, sua aplicação é específica para reduzir apenas corrente de curto-circuito fase-terra, não sendo aplicado para limitar correntes trifásicas e bifásicas.

2.3.2 – REATOR DE ALISAMENTO

Aplicados em sistema de corrente contínua, estes reatores tem duas funções básicas: reduzir as tensões harmônicas superpostas à tensão contínua e limitar a corrente de falta.

Este tipo de reator, mostrado na Figura 2.8, é encontrado em sistemas de transmissão em corrente contínua HVDC (High Voltage Direct Current) [9] e em aplicações industriais.

Figura 2.8 – Reator de alisamento [9]

2.3.3 – REATOR PARA FILTRO DE HARMÔNICAS

As freqüências harmônicas são inseridas no sistema elétrico de potência devido à operação de dispositivos de eletrônica de potência e grandes máquinas indutivas. As harmônicas são responsáveis pelo aumento das perdas, mau funcionamento de sistemas de controle, elevadas correntes de neutro e problemas de compatibilidade eletromagnética.

O nível de distorção harmônica do sistema de distribuição brasileiro deve atender aos limites estabelecidos no Módulo 8 – Qualidade de energia [3] do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) da Aneel e no módulo 2.8 dos Procedimentos de Redes do ONS. Isso justifica a utilização de reatores que, juntamente com capacitores ou resistores, formam filtros que removem as harmônicas da rede. Na Figura 2.9 são mostrados reatores utilizados como filtro de harmônicas

Figura 2.9 – Filtro de harmônicas [9]

2.3.4 – REATOR EM DERIVAÇÃO (SHUNT)

Os reatores em derivação normalmente são instalados em sistemas elétricos de alta, mais especificamente sistema com linhas médias e longas. Na Figura 2.10 é apresentado o modelo pi nominal de uma linha de transmissão.

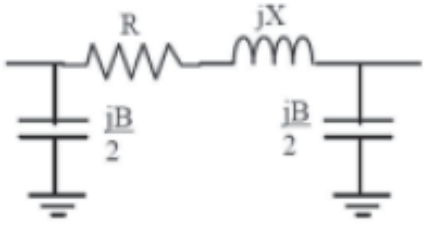

Figura 2.10 – Circuito Pi de uma Linha de Transmissão [10]

Conforme apresentado na Figura 2.11, as linhas de transmissão possuem capacitâncias que normalmente causam elevação nos seus terminais, principalmente no momento de carga leve. O controle da tensão neste caso pode ser realizado através um sistema de controle responsável pela entrada e saída de reatores shunt instalados nos barramentos de acordo com a necessidade. Conforme pode ser observado no gráfico da Figura 2.10 a carga do sistema varia ao logo do dia, devendo os reatores serem ligados no momento de carga leve.

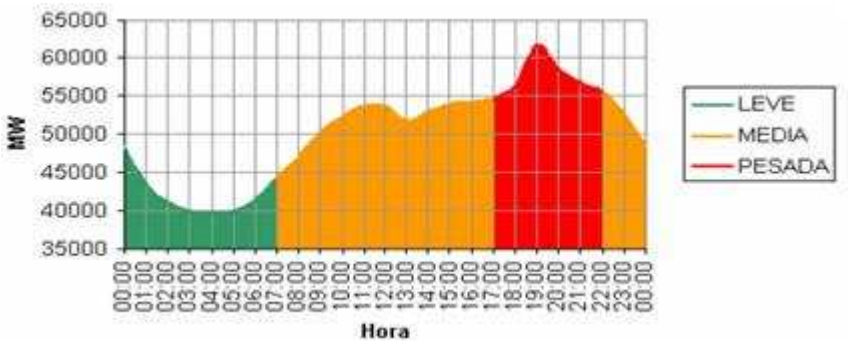

Figura 2.11 – Curva de carga no Brasil em dia útil [4]

Para aplicação de reatores shunt faz-se necessário o estudo de fluxo de carga ou fluxo de potência. Na Figura 2.12 é mostrada a representação do fluxo de potência em um sistema elétrico genérico, no qual são ilustradas duas barras i e j, as tensões Vi e Vj nos barramentos, a impedância Z da linha de transmissão, a corrente I_{ij} e os dois fluxos de potência Sij e Sji.

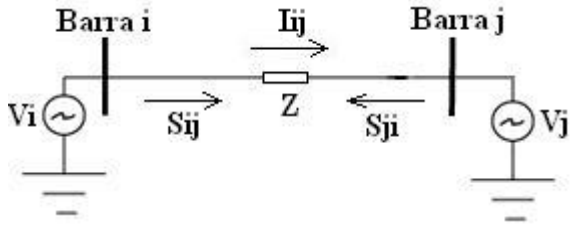

Figura 2.12 – Sistema elétrico genérico de duas barras [10]

A corrente I_{ij} na linha de transmissão pode ser calculada através da equação 2.2.

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{Z} \tag{2.2}$$

Em seguida, o fluxo de potência aparente pode ser calculado como mostrado nas equação 2.3. [6]

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i I^* = \frac{V_i(V_i^* - V_j^*)}{Z} = \frac{|V_i|^2 - |V_i||V_j|e^{j\delta}}{R - jX} \quad (2.3)$$

Onde:

Sij: Fluxo de potência aparente que vai da barra i até a barra j;

Pij: Fluxo de potência ativa que vai da barra i até a barra j;

Qij: Fluxo de potência reativa que vai da barra i até a barra j;

R: Resistência da linha de transmissão;

X: Reatância da linha de transmissão;

δ: Ângulo entre as tensões Vi e Vj.

Logo, é possível obter a expressão matemática do fluxo de potência ativa na linha isolando a parte real da equação 2.3, como mostrado na equação 2.4 [9].

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2}(R|V_i|^2 - R|V_i||V_j|\cos\delta + X|V_i||V_j|sen\delta) \quad (2.4)$$

De forma análoga, chega-se à equação do fluxo de potência reativa, isolando a parte imaginária da equação 2.3, com mostrado na equação 2.5.

$$Q_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2}(X|V_i|^2 - X|V_i||V_j|\cos\delta - R|V_i||V_j|sen\delta) \quad (2.5)$$

Uma vez que, no sistema de transmissão, o valor da resistência é muito menor do que a reatância, as equações 2.4 e 2.5 podem ser simplificadas, chegando-se à equação 2.6 e 2.7 para os fluxos de potência ativa e reativa chegando na barra.

$$P = \frac{|V_i||V_j|sen\delta}{X} \quad (2.6)$$

$$Q = \frac{|V_i|^2 - |V_i||V_j|\cos\delta}{X} \quad (2.7)$$

Inspecionando a equação 2.6, é possível deduzir que o ângulo das tensões nas duas barras é o fator que mais afeta o fluxo de potência ativa. Analisando a equação 2.7, nota-se também que há uma forte relação entre o módulo da tensão na barra e a potência reativa nesta.

Esta fundamentação matemática demonstra que o controle da tensão nos barramentos pode ser realizado através da alteração da potência reativa no sistema que nos sistemas de alta

tensão pode ser feito através da inserção de reatores shunt que consomem o reativo capacitivo da linha, reduzindo o módulo da tensão nos momentos de carga leve.

2.3.5 - COMPENSADOR ESTÁTICO

Um compensador estático SVC (Static Var Compensator) é um equipamento que compensa com resposta rápida a demanda variável de potência reativa. São utilizados TSR's (Thyristor Switched Reactor) que fazem compensação dinâmica de cargas variáveis em sistemas industriais de grande porte e em sistemas de transmissão. [9]. Controlando o ângulo de disparo dos tiristores, é possível injetar na rede a quantidade de reativos necessária de acordo com a demanda. A Figura 2.13 mostra um esquema simplificado de um reator controlado por tiristores e as correntes fluindo para os ângulos de disparo de 90º e 120º.

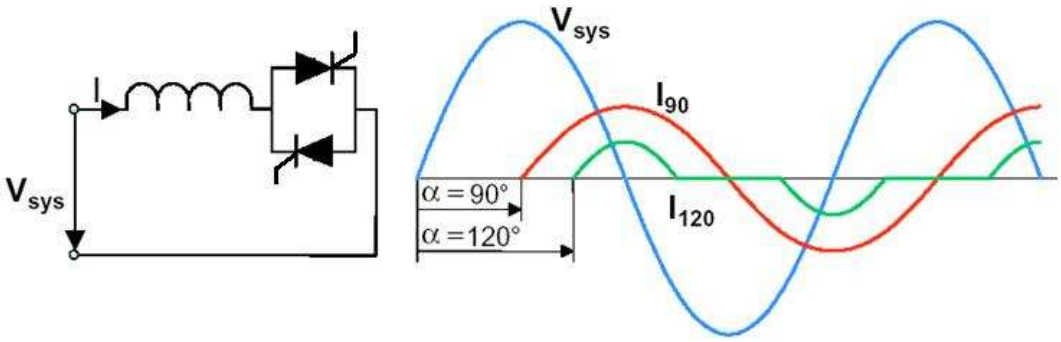

Figura 2.13 – Circuito simplificado de reator controlado por tiristores [9]

2.3.6 - LIMITAÇÃO DA CORRENTE *INRUSH*

Os reatores para limitação de corrente de inrush são encontrados, por exemplo, em sistemas de compensação, onde capacitores são conectados em série com a linha de transmissão para melhorar a regulação de tensão, aumentar capacidade de transmissão e reduzir perdas elétricas [9]. A Figura 2.14 apresenta a foto de reatores aplicados para limitar as correntes de *inrush* presentes na energização de capacitores.

Figura 2.14 – Reator limitador de corrente *inrush* [9]

2.4 - O REATOR DE BARRA 05E4 DA SUBESTAÇÃO FORTALEZA II

O novo reator shunt, fabricante Siemens, tipo LSAL7857, instalado na barra de 500 kV da SE FZD tem potência nominal 60 Mvar e tensão nominal 288,7 kV. Na Figura 2.15 é apresentada uma foto, mostrando a vista frontal deste equipamento, código operacional 05E4-A, ligado na fase A do barramento de 500 kV.

Figura 2.15 – Vista frontal do reator de barra 05E4-A [11]

Na Figura 2.16 é mostrado o diagrama unifilar do reator no barramento 500 kV com configuração barra dupla com disjuntor duplo, as chaves seccionadoras, disjuntores, transfor-

madores de instrumentos e pára-raios. Neste barramento foram instalados três reatores idênticos, separados por paredes corta-fogo, ligados em estrela aterrado.

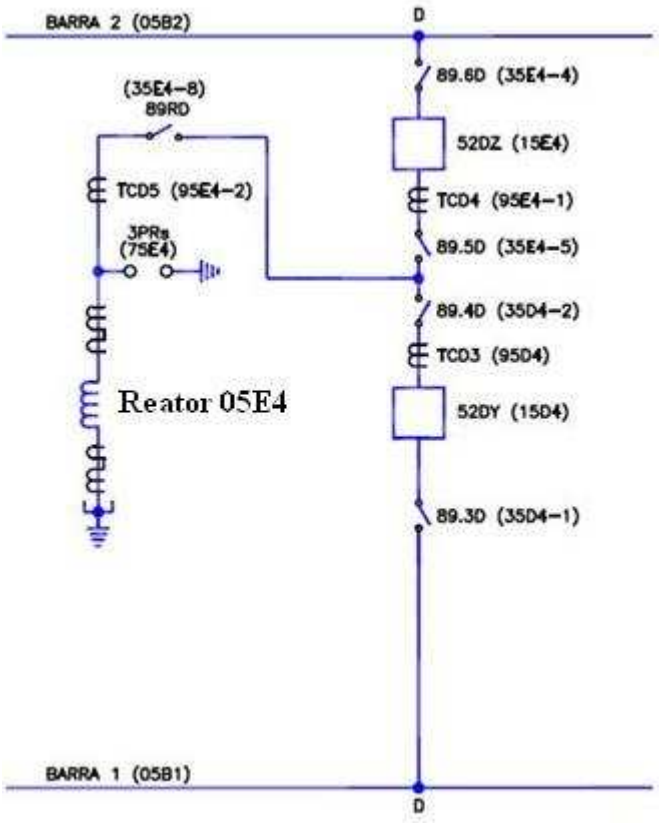

Figura 2.16 – Diagrama Unifilar do reator 05E4 [6]

Nesta configuração, os dois barramentos permanecem energizados simultaneamente, pois estão em paralelo. Caso um dos disjuntores necessite de manutenção, esta pode ser realizada sem desligar o reator, pois este continua conectado ao barramento através do outro disjuntor.

2.5 - COMPONENTES DO REATOR

A montagem do equipamento no pátio é realizada por partes. A seguir, serão apresentados os componentes do reator e suas funções.

2.5.1 - BUCHA DE ALTA TENSÃO

A bucha de alta tensão, mostrada na Figura 2.17 é uma peça de porcelana marrom isolante, com papel impregnado de óleo, através da qual passa o condutor que liga o barramento

ao enrolamento do reator, tendo como função isolar a parte ativa da carcaça, evitando acidentes.

Figura 2.17 – Bucha de Alta tensão [11]

A bucha é entregue pelo fabricante pronta para uso e o nível de óleo no isolador pode ser verificado através de um visor existente na parte superior do equipamento.

Ainda na fábrica, a bucha é submetida a vários testes de rotina para que sejam verificadas se suas características isolantes e determinados seus valores de capacitância e resistência estão atendendo ao requerido especificação técnica para compra de reatores. A capacitância existente entre o condutor central, o isolador de porcelana e a resistência relativa às perdas no isolador são medidas utilizando uma ponte Shering. Na Figura 2.18 é apresentado o esquemático de uma Ponte Shering, onde os valores a serem determinados são R_S e C_S. Ajustando a resistência R_4 e a capacitância C_4 até que a corrente no amperímetro se anule, é possível determinar as variáveis desconhecidas utilizando as equações 2.8 e 2.9 [12].

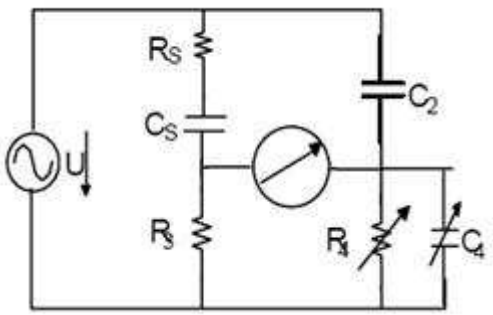

Figura 2.18 – Ponte de Shering

$$R_S = R_3 \frac{C_4}{C_2} \tag{2.8}$$

$$C_S = C_2 \frac{R_4}{R_3} \tag{2.9}$$

Obtidos os valores, faz-se uma transformação série paralelo para encontrar um circuito equivalente mostrado na Figura 2.19.

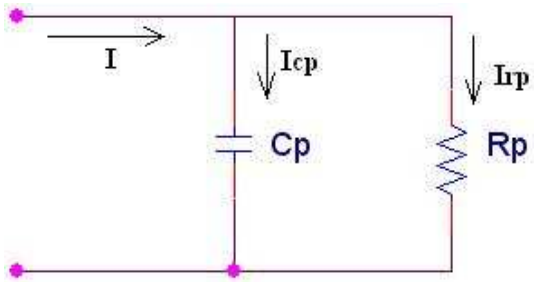

Figura 2.19 - Circuito paralelo representando a capacitância do isolador e a resistência relativa às perdas [12]

O fator de dissipação é definido pela razão entre o módulo das correntes do ramos resistivo e capacitivo, como mostrado na equação 2.10 [12].

$$\tan\delta = \frac{|I_{Rp}|}{|I_{Cp}|} = \frac{1}{R_p \omega C_p} \tag{2.10}$$

Onde:

I_{Rp}: Corrente no ramo resistivo

I_{Cp}: Corrente no ramo capacitivo

R_P : Valor da resistência do circuito paralelo equivalente

C_P : Valor da capacitância do circuito paralelo equivalente

ω : Velocidade angular da tensão aplicada ao circuito

Após montada, a bucha é submetida a um teste de vedação. Neste teste, o isolador é preenchido com óleo e submetido a uma pressão de 1,8 bar por 12 horas, não devendo apresentar vazamento. [11]

Também são feitos teste de rigidez dielétrica, fator de potência, sobrecarga e variação de temperatura, todos de acordo com a norma IEC 60137.

2.5.2 - BUCHA DE NEUTRO

Na Figura 2.20 é apresentada bucha de neutro que possui as mesmas características da bucha de alta tensão: porcelana marrom, papel impregnado de óleo, com um orifício central por onde passa o condutor a ser ligado à malha de aterramento da subestação. [11]

Figura 2.20 – Bucha de Neutro [11]

2.5.3 - RADIADORES

O reator possui 16 radiadores instalados nas laterais, para aumentar a superfície de contato com o ar, facilitando o resfriamento do equipamento. O sistema de refrigeração utilizado é o ONAN (Óleo Natural, Ar Natural) [11], ou seja, a dissipação de calor depende unicamente óleo que circula por convecção e não há ventilação forçada. Os radiadores estão ligados ao tanque principal do reator, preenchido com óleo através tubulações com válvulas localizadas uma no topo do equipamento e outra na parte inferior. Na Figura 2.21 é mostrada a foto dos radiadores do reator.

Figura 2.21 – Radiadores do reator 05E4 [11]

2.5.4 - TANQUE DE EXPANSÃO

De acordo com a operação do reator, ocorrem variações de temperatura do óleo isolante que circula no sistema de refrigeração. Quando aumenta a temperatura, conseqüentemente o óleo aumenta de volume, sendo necessário um compartimento em separado com espaço em vazio para recebê-lo. [11] Este papel é desempenhado pelo tanque de expansão ou conservador de óleo isolante mostrado na Figura 2.22.

Figura 2.22 – Tanque de Expansão [11]

No conservador, o ar interno comunica-se com o externo através de um secador de ar, tipo sílica gel, que evita que a umidade do meio externo contamine o óleo, causando prejuízo ao isolamento e refrigeração do equipamento.

Existe um indicador magnético de nível de óleo que mostra sempre uma das três opções: nível mínimo (equipamento desenergizado), nível a 25ºC e nível máximo (maior volume de óleo possível decorrente da maior temperatura ambiente e operação a plena carga).

O tanque de expansão é enviado ao cliente desmontado, preenchido com gás inerte e com todas as aberturas seladas com flanges cegos, para que sejam preservadas as condições internas. A Figura 2.23 mostra a vista frontal e lateral do conservador, destacando os componentes. A tubulação entre conservador e tanque (3), relé detector de gás (12), válvulas (4) (5), secador de ar (8) e respectiva tubulação externa (7) e indicador magnético de nível (9) são fornecidos em separado para montagem após recebimento. [11]

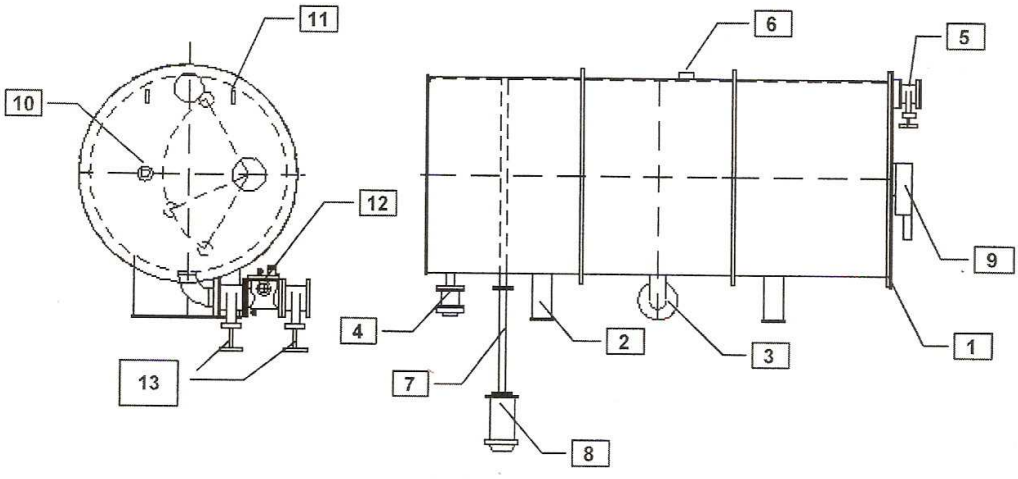

Figura 2.23 – Vista frontal e lateral do conservador de óleo isolante [11]

A etapa do comissionamento referente à montagem do conservador de óleo inicia com uma inspeção interna para verificar se não houve entrada de umidade no equipamento. Se, abrindo a válvula (5), for verificada a expulsão de gás pressurizado, conclui-se que não houve entrada de ar e umidade no recipiente. Em seguida, o indicador magnético de nível (9) é montado no respectivo flange, o tanque é montado na estrutura de apoio, içado pelos olhais de suspensão (11) e são fixados os suportes (2) sobre a estrutura no topo do reator [11].

Para finalizar a montagem, o reator é preenchido com óleo abrindo as válvulas na tubulação (3) até a marca de 25ºC, no indicador de nível (9) e é desaerado o relé detector de gás (12). [11]

2.5.5 - SECADOR DE AR À SILICA-GEL

Para compensar a variação do volume de óleo do conservador, há necessidade de utilizar o elemento respirador da Figura 2.24.

Figura 2.24– Secador de Ar [11]

O secador contém grânulos de sílica-gel, que absorve umidade do ambiente. Como a sílica-gel é incolor, esta é impregnada com cloreto de cobalto azul que, na presença de umidade, muda sua cor para rosa. O respiro do secador de ar ocorre pelos orifícios existentes no flange inferior, junto ao compartimento de vidro, que possui uma camada de óleo que filtra o ar e evita o contato direto da sílica-gel com o meio ambiente [11]. A figura 2.25 mostra um desenho em corte com as partes do secador.

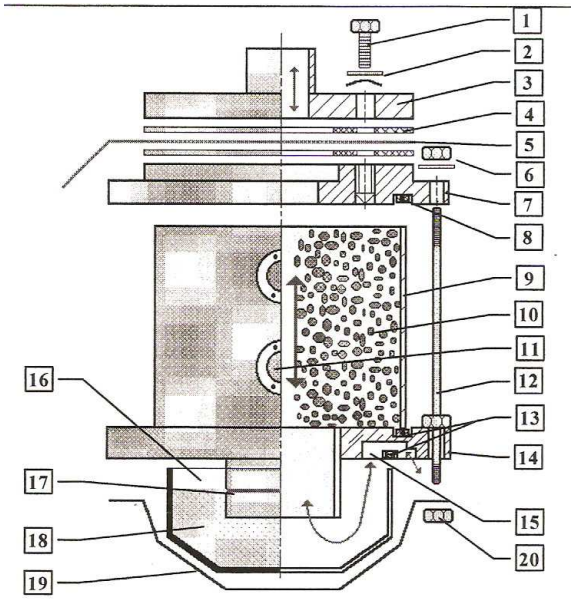

Figura 2.25 – Secção do Secador de Ar [11]

O secador foi fornecido montado com a proteção metálica (5) entre os flanges (3) e (7), para evitar que óleo isolante danificasse os grânulos de sílica-gel durante o transporte. A instalação tem início retirando os parafusos de fixação da proteção (1) e desconectando o secador de ar do flange (3). Neste momento, deve-se manusear o equipamento com cuidado para evitar que o óleo entre em contato com a slilica-gel. Caso isto ocorra, a sílica-gel deve ser substituída. Em seguida, são reposicionadas as vedações (4), parafusos (1) e arruelas (2) para montar o secador na tubulação do conservador de óleo. Para colocar o óleo isolante no compartimento de vidro (16), são removidas as porcas (20) e a cinta (19) e o óleo é inserido no compartimento até a marca de nível (17). A instalação termina como reposicionamento do compartimento de vidro com óleo isolante (18) sob a vedação (13). São recolocadas nos tirantes (12) a cinta e as porcas, apertando até obter a fixação adequada. A funcionalidade do secador pode ser verificada insuflando uma leve pressão de gás (recomendado N_2 ou ar seco), através do botijão de teste. Caso o equipamento esteja corretamente instalado, serão observadas borbulhas de gás no óleo e flutuação do nível de óleo no compartimento (16). [11]

Quando for observada a saturação da sílica-gel e sua mudança de cor para rosa, deve ser realizada sua substituição ou regeneração, que consiste na secagem da sílica gel utilizando estufa ou forno com regulagem de temperatura e ventilação natural ou forçada.

2.5.6 - INDICADOR DO NÍVEL DE ÓLEO

Este acessório indica o nível de óleo do reator. Mostrado na Figura 2.26, este componente apresenta, em seu visor, o nível máximo, que ocorre quando há funcionamento pleno em temperatura ambiente elevada ou sobrecarga, nível em operação a 25ºC e um nível mínimo que ocorre quando o reator está desenergizado ou há vazamento do óleo.

Figura 2.26 – Indicador do nível de óleo [11]

No interior do tanque de expansão há uma bóia presa a uma haste com um ímã permanente. Quando ocorre variação do volume de óleo, o ímã transmite o movimento da bóia através de acoplamento magnético com o mostrador. [12]

2.5.7 - DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO

O dispositivo de alívio de pressão ou válvula de segurança mostrada na Figura 2.27 é um dispositivo que libera o excesso de gás no reator quando a pressão interna ultrapassar o limite de operação, o que acontece em casos de curto-circuito ou falha do tanque de expansão.

Figura 2.27 – Dispositivo de alívio de pressão [11]

Foi instalado o modelo 208-007-5 do fabricante americano Qualitrol, com pressão de operação de 85 bar. Localizado no topo do tanque principal e, consistindo de uma tampa, três gaxetas e uma mola. Quando a pressão ultrapassa o limite, a vedação das gaxetas é rompida e a pressão do gás empurra a válvula de segurança para cima, vencendo a força da mola e provendo uma abertura para saída de gás. Logo que a pressão atinja um valor aceitável, a válvula é rapidamente fechada pela mola e é emitido um alarme. Após atuação, o pino amarelo central fica levantado, indicando que houve atuação do dispositivo. O indicador deve ser manualmente recolocado na posição original [13].

2.5.8 - RELÉ DETECTOR DE GÁS TIPO BUCHHOLZ

O relé de gás, mostrado da Figura 2.28, protege o reator contra defeitos internos e externos.

Figura 2.28 – Relé de Gás Buchholz [11]

O relé possui duas bóias internas, mostradas na Figura 2.29, e sua operação ocorre em dois estágios. A atuação do primeiro estágio ocorre quando há produção lenta de gás devido a uma falha de isolamento, por exemplo. O gás entra no relé e o nível de óleo diminui até que são fechados os contatos da bóia b1, ativando apenas um alarme [14].

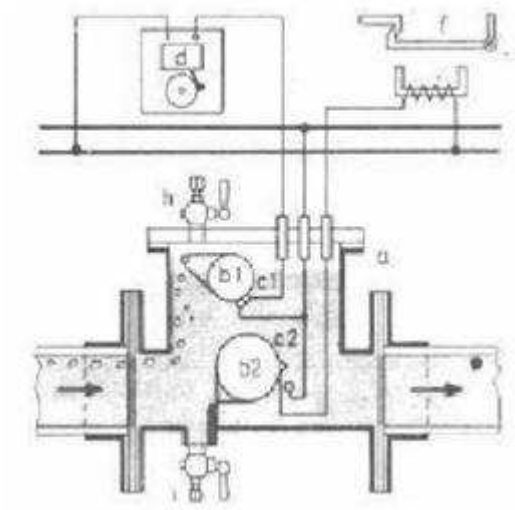

Figura 2.29 – Operação do primeiro estágio do relé de gás [14]

Já a atuação do segundo estágio, mostrado na Figura 2.30, ocorre quando há formação de gás em grandes quantidades, comum quando ocorre curto-circuito interno, ou vazamento de óleo. Nesse caso é feito o desligamento do reator, representado pela abertura dispositivo eletromecânico associado à bóia b2.

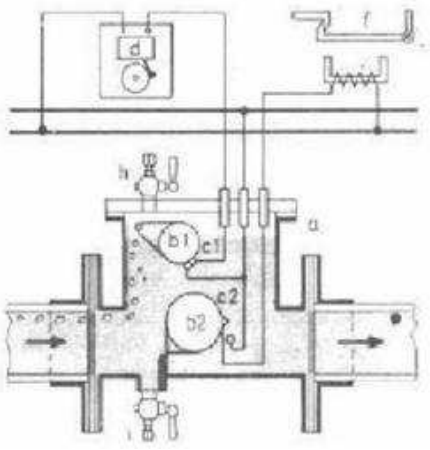

Figura 2.30 – Operação do segundo estágio do relé de gás [14]

2.5.9 - MONITOR DE TEMPERATURA DE ÓLEO E ENROLAMENTO

O monitoramento das temperaturas do óleo e do enrolamento do reator é realizada através do monitor de temperatura TM1, do fabricante Tree Tech, mostrado na Figura 2.31.

Figura 2.31 – Monitor de temperatura do óleo e enrolamento TM1 da Tree Tech [15]

A temperatura do óleo é medida utilizando um sensor PT100, mostrado na Figura 2.32, cuja resistência varia de forma aproximadamente linear de acordo com a temperatura. O TM1 recebe este valor de resistência e, utilizando seu transdutor incorporado, faz e medida e exibe o valor no display superior [15].

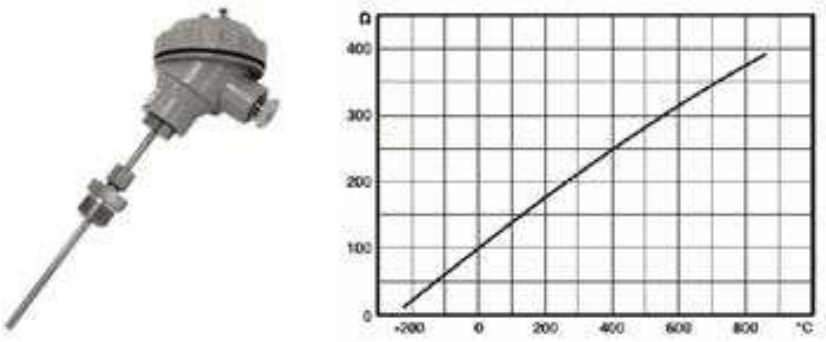

Figura 2.32 – Sensor de temperatura PT100 e sua curva característica [15]

A medição da temperatura do enrolamento é feita pelo processo de imagem térmica, que consistem em calcular a temperatura a partir da corrente no enrolamento, obtida por um transformador de corrente. O valor é mostrado no display inferior do TM1

Caso a temperatura do óleo supere os 85ºC ou o enrolamento aqueça além dos 95ºC, ocorre atuação do primeiro grau de alarme de temperatura e o reator é inspecionado a cada 30 minutos, para que seja feita a verificação da leitura. Se a temperatura do óleo ultrapassar 100ºC ou o enrolamento aquecer até 110ºC por mais de 20 minutos, o reator o medidor de temperatura deve atuar comandando a abertura do disjuntor responsável pela desenergização do reator e bloqueio de fechamento dos mesmos. Caso necessário, entra em operação o reator reserva da subestação. [11]

2.5.10 - ARMÁRIO DO REATOR

O armário, mostrado na Figura 2.33, fica localizado na parte frontal do reator 05E4. Neste armário estão instalados dispositivos que permitem a interface entre o reator e o sistema supervisório da SE, assim como componentes auxiliares (lâmpada, termostato, resistências e tomada). [11].

Figura 2.33 – Armário do Reator [11]

Na Tabela 2.1 é apresentada a relação dos componentes auxiliares existente no painel do reator.

Tabela 2.1 – Legenda dos componentes do armário do reator [11]

COMPONENTE	FUNÇÃO
F101	TERMOSTADO DO CIRCUITO DE AQUECIMENTO
TM1	MONITOR DE TEMPERATURA DO ÓLEO E DO ENROLAMENTO
Q1	DISJUNTOR DE ALIMENTAÇÃO DO MONITOR DE TEMPERATURA
Q2	DISJUNTOR DE ALIMENTAÇÃO DO AQUECIMENTO / ILUMINAÇÃO E TOMADA
K54	RELÉ DE SUPERVISÃO 125 VCC
K55	RELÉ DE RUPTURA DA MEMBRANA DO CONSERVADOR
K56	RELÉ DE SUPREVISÃO 220 VCA
S3	LIGA / DESLIGA RESISTÊNCIA DE AQUECIMENTO
Z1	CENTELHADORES
X41	TOMADA 220 VCA
EI \ E2	RESISTÊNCIA DE AQUECIMENTO

2.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a aplicação dos principais tipos de reatores, a fundamentação matemática para aplicação do reator tipo shunt e a descrição detalhada dos vários componentes do reator de barra 05E4 instalado na subestação Fortaleza II. A partir deste estudo foi possível concluir que o reator é um equipamento extremamente importante para a qualidade de energia e proteção do sistema elétrico, além se ser bastante versátil, podendo ser aplicado para regulação de tensão, filtro ou compensação de reativos.

O detalhamento dos componentes do 05E4 teve como objetivo repassar os conceitos necessários para a compreensão dos sistemas de proteção, supervisão e oscilografia descritos nos capítulos subseqüentes.

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE PROTEÇÃO

3.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem a finalidade de apresentar o sistema de proteção projetado para o reator de barra 05E4, a fim de garantir sua operação atendendo os princípios de seletividade, coordenação, velocidade, sensibilidade, confiabilidade e custo. O capítulo tem início mostrando, sucintamente, a evolução e o estado da arte dos relés de proteção e, em seguida, é dado o detalhamento das proteções intrínsecas do reator e das proteções externas implementadas por meio de relés microprocessados.

3.2 – ESTADO DA ARTE E EVOLUÇÃO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Os sistemas de proteção conectados ao SEP são formados por um conjunto de dispositivos com a finalidade de identificar faltas e interromper circuitos nos quais a operação seja comprometida por faltas ou defeitos nos no sistema elétrico ou nos equipamentos.

Os relés de proteção são equipamentos que recebem os sinais analógicos das grandezas elétricas fornecidas pelos transformadores de instrumentos (TCs e TPs) e são responsáveis pela tomada de decisão e envio de comando de abertura aos equipamentos de disjunção (trip), garantindo operação segura do sistema elétrico. Dessa forma, um esquema simplificado de um esquema de proteção de um elemento do sistema elétrico é mostrado na Figura 3.1. O referido diagrama ilustra um gerador, transformadores de corrente e potencial fornecendo tensão e corrente para o relé de proteção, o qual está alimentado através de uma fonte DC. A fonte DC representa o sistema de serviços auxiliares de corrente contínua da subestação. A linha tracejada interligando o relé ao disjuntor representa o circuito de comando, responsável pelo envio do sinal de trip do relé para abertura do disjuntor.

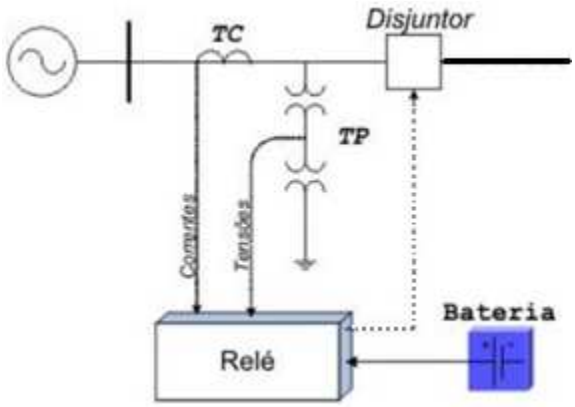

Figura 3.1 – Diagrama de blocos de um sistema de proteção [16]

Os equipamentos de um sistema de proteção devem atender aos seguintes requisitos que garantem sua operação satisfatória [16]:

- Confiabilidade: Garantia de atuação da proteção quando solicitado, diferenciando condições de falta e de operação normal;
- Seletividade: Maximizar a continuidade do serviço, desconectando o mínimo possível de circuitos, para evitar que a falta se alastre afetando outros trechos do sistema;
- Velocidade de operação: Minimizar o tempo de atuação da proteção, reduzindo a exposição do SEP às faltas, aumentando a vida útil dos equipamentos;
- Simplicidade: A utilização de um sistema de proteção o mais simples possível sem, é claro, comprometer a qualidade, facilita intervenções e torna sua atuação mais facilmente compreendida;
- Economia: Máxima proteção com o menor custo.

Com o aumento da complexidade e dimensões do SEP, os relés de proteção precisaram evoluir para continuar atuando de acordo com as premissas citadas. Os primeiros relés tinham atuação eletromecânica, ou seja, seu princípio de funcionamento era baseado na atuação de forças produzidas pela interação eletromagnética das correntes e do fluxo magnético sobre um dispositivo móvel. A Figura 3.2 mostra os principais componentes de um relé eletromecânico.

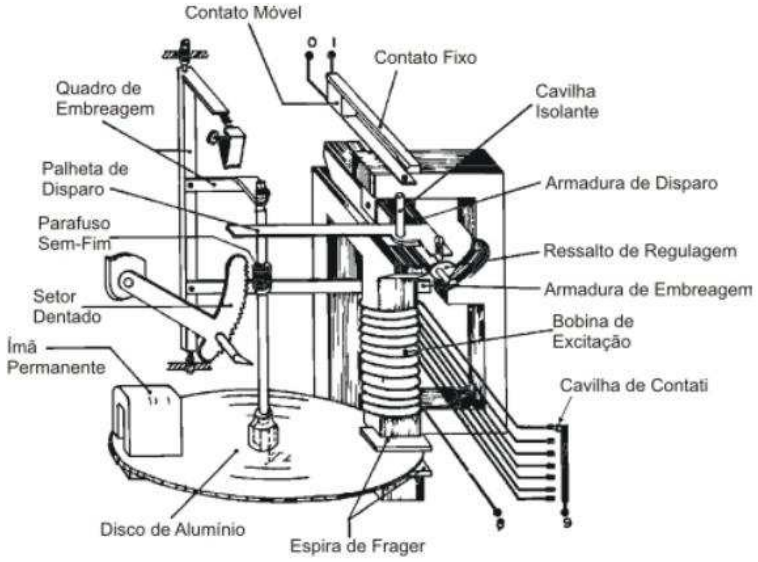

Figura 3.2 – Principais componentes de um relé eletromecânico [16]

A contínua expansão do SEP demandou proteções mais confiáveis e velozes. Então, com o desenvolvimento dos componentes semicondutores, foi desenvolvida uma nova geração de relés de proteção baseados em circuitos eletrônicos, conhecidos como relés de estado sólido ou estático [16]. A Figura 3.3 mostra uma configuração possível para obter a função de proteção de sobrecorrente instantânea utilizando componentes eletrônicos.

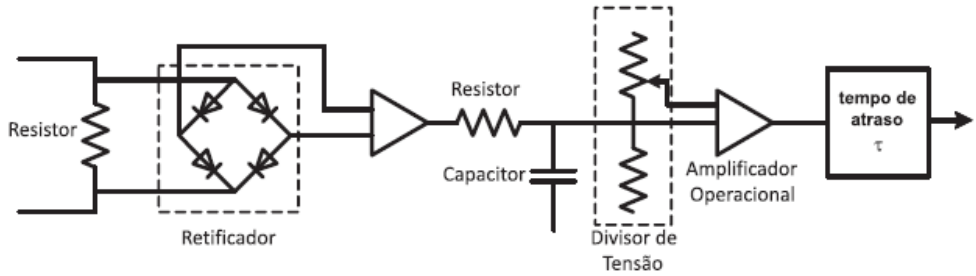

Figura 3.3 – Circuito eletrônico de um relé de proteção estático com função de sobrecorrente instantânea[16]

A utilização dessa tecnologia possibilitou a diminuição do espaço físico ocupado pelos relés de proteção eletromecânicos, aumento na flexibilidade nas filosofias de proteção e ajuste mais preciso das funções de proteção. Entretanto, estes dispositivos apresentavam baixa tolerância à temperatura e umidade, aumentavam o consumo de energia dos serviços auxiliares e as interferências eletromagnéticas afetavam seu desempenho.

Com o passar do tempo, os dispositivos eletrônicos evoluíram ainda mais, atingindo grandes escalas de integração de circuitos eletrônicos, o que viabilizou o desenvolvimento de relés de proteção baseados em microprocessadores, primeiramente denominados relés digitais e posteriormente dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) ou numéricos [16]. Esta tecnolo-

gia predominante no mercado atual, proporcionou uma grande evolução no desempenho e confiabilidade dos relés de proteção, nos sistemas de automação dos sistemas elétricos de potência. A arquitetura de um relé numérico é mostrada na Figura 3.4.

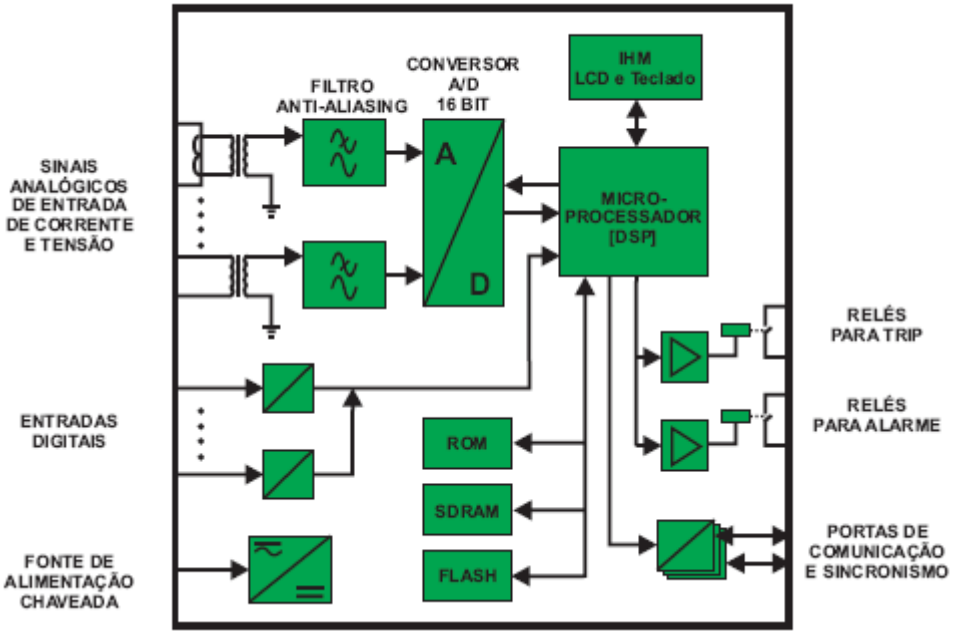

Figura 3.4 – Arquitetura de um relé de proteção microprocessado [16]

Essa nova geração de relés tem uma CPU integrada programável. O envio do comando de abertura para os disjuntores ocorre após operações matemáticas, o que possibilita integração de várias funções em um único equipamento. As principais vantagens desses relés são [16]:

- Auto-checagem e confiabilidade: o relé monitora seus subsistemas de hardware e software. A ocorrência de falhas no relé é sinalizada, permitindo que a manutenção seja feita e o relé trocando antes que uma eventual necessidade de atuação ocorra.
- Integração de sistemas e ambiente digital: Os dispositivos de proteção trocam informações entre si e entre o sistema supervisório da subestação. Isso permite a realização de esquemas de proteção mais eficientes, tais como coordenação lógica e teleproteção.
- Flexibilidade e adaptabilidade: Os relés podem ser reprogramados para se adaptar a uma alteração no sistema protegido.
- Redução do espaço físico e cabeamento necessário: A elevada escala de integração torna possível que o relé tenha dimensões reduzidas, embora seja multifuncional.

- Maior custo-benefício: Embora o gasto com software tenham aumentado, o aspecto multifuncional, redução de cabeamento e adaptabilidade dos relé numéricos são características que os tornam a opção mais vantajosa financeiramente.

3.3 – ARQUITETURA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO

3.3.1 - HIERARQUIA DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SE FORTALEZA II

O sistema digital de proteção, controle e supervisão da subestação Fortaleza II é dividida em quatro níveis hierárquicos:

- Nível 0: representa o nível de comando e controle junto aos equipamentos, ou seja, o pátio da subestação, onde eles estão instalados;
- Nível 1: Conhecido também como nível local, compreende os relés numéricos de proteção, unidade de controle de bay e unidade de controle central, fisicamente localizados num espaço abrigado e refrigerado, dentro da subestação, conhecido como cabana de proteção;
- Nível 2: Chamado de IHM Central, é composto pelo sistema computacional instalado na sala de comando da subestação, contemplando um sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) que permite aos operadores executar comandos e manobras nos equipamentos do nível 0;
- Nível 3: Composto pelo CRON (Centro Regional de Operação Norte), setor responsável pela operação da regional norte do sistema Chesf a partir de Fortaleza.

3.3.2 - DESCRIÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SE FORTALEZA II

Os equipamentos que compõe o sistema de automação são:

- Relés de Proteção: Equipamentos que realizam as leituras de tensão e corrente fornecidas pelos transformadores de potencial e de corrente, possuem entradas e saídas digitais que fazem interface com o nível zero, com a unidade de controle de bay e reporta

e recebe informações do sistema supervisório SCADA no nível 2 via porta de comunicação;

- Unidade de Controle de Bay: Dispositivo microprocessado que recebe as informações de todos os relés de proteção de um determinado bay e implementa lógicas programáveis e intertravamentos que permitem o funcionamento adequado do sistema de proteção;
- Unidade Central de Controle: Elemento centralizador que recebe os dados de todas as unidades de Bay e os disponibiliza aos operadores da subestação nas IHMs.
- Interface Humano Máquina (IHM): Sistema Supervisório SCADA instalado num computador da sala de comando da subestação com o finalidade de servir de interface dos operadores com o nível 0, permitindo envio de comandos e visualização de alarmes.

Um padrão amplamente aceito é a arquitetura distribuída com o uso de relés digitais. Nessa arquitetura, os relés, que executam determinada função de proteção, são supervisionados por uma unidade de bay que, por sua vez, comunica-se com a unidade de controle central. A Figura 3.5 mostra a arquitetura do sistema digital da subestação Fortaleza II antes de comissionamento do 05E4.

Conforme pode ser observado na Figura 3.5, os relés numéricos e as várias redundâncias de conexão entre as unidades de bay, unidades de controle e servidores da sala de comando da subestação caracteriza a arquitetura distribuída adotada no Sistema Digital da subestação Fortaleza II.

A Figura 3.5 mostra que cada unidade de bay comunica-se com as duas unidades de controle, permitindo que o sistema de proteção continue com autonomia, caso uma das unidades de controle seja desligada por defeito ou por necessidade de manutenção. Com o mesmo objetivo, cada unidade de controle central está conectada a ambos os servidores da sala de comando, responsáveis por envio de dados para as três IHMs da subestação. As unidades de controle central também enviam dados aos servidores da sala de operação do CRON, no nível 3 da Chesf e ao ONS.

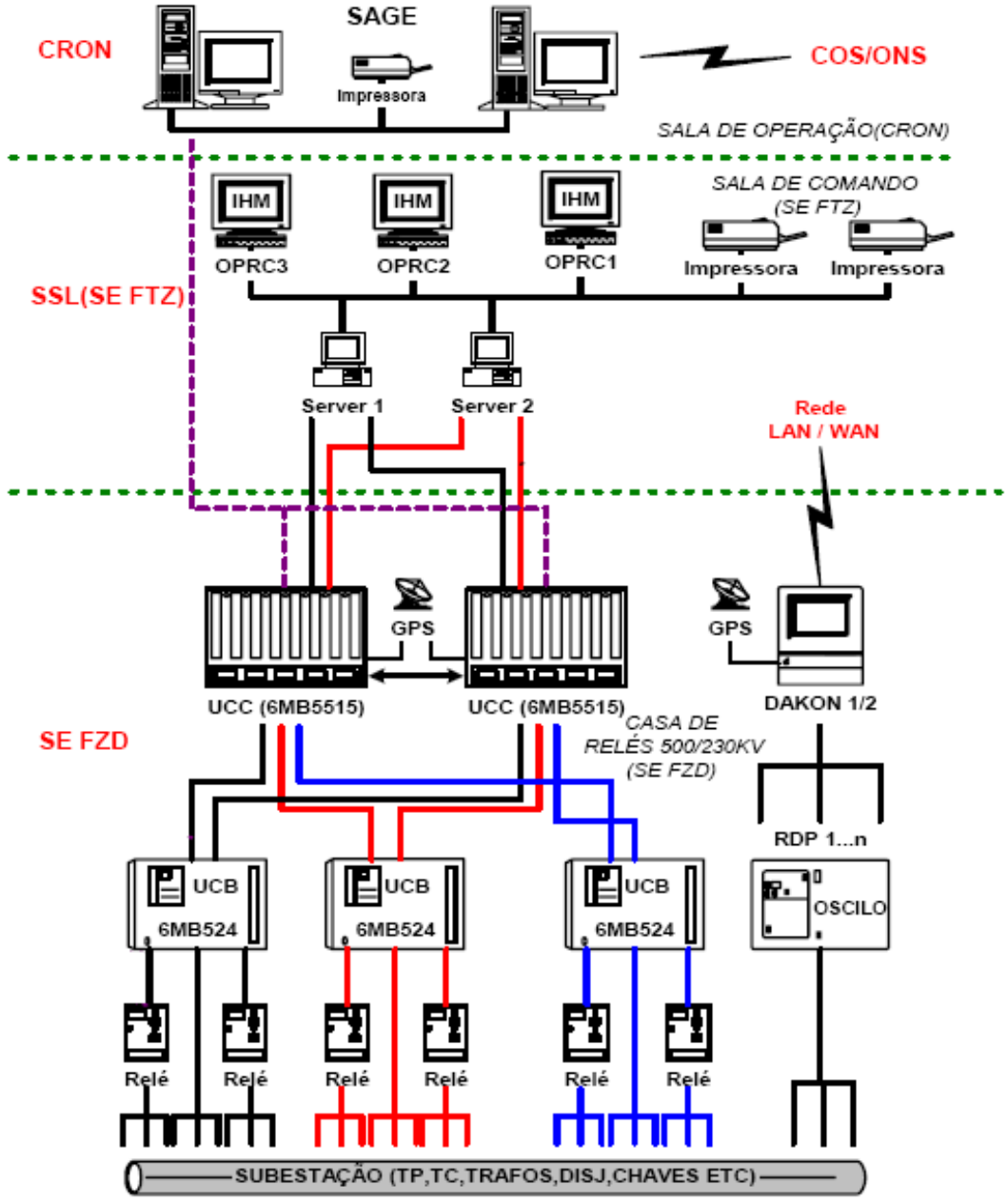

Figura 3.5 – Sistema Digital da subestação Fortaleza II [6]

3.4 – FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DO 05E4

Assim como o reator, todos os relés de proteção utilizados no comissionamento do 05E4 são do fabricante Siemens. Foram alocados dois painéis da cabana de proteção da subestação Fortaleza II com os dispositivos que realizam as funções diferencial de barra (87B), diferencial de reator (87R), falha de disjuntor (50BF), sobrecorrente instantânea de fase (50), neutro (50N) e STUB (50STUB). Além disso, o reator apresenta as proteções intrínsecas: temperatura do óleo (26), temperatura do enrolamento (49). nível de óleo (71), relé de gás

(63) e válvula de segurança (63VS). A tabela 3.1 mostra as funções ativadas, o modelo e o fabricante do relé.

Tabela 3.1 – Funções de proteção do reator 05E4[6]

Painel	Função	Modelo	Fabricante
Painél 5UA1D-1	Proteção diferencial de reator (87R) e falha de disjuntor (50BF)	7UT6135	Siemens
	Proteção diferencial de barra (87B)	7SS5215	Siemens
	Proteção 50STUB	7SJ6225	Siemens
	Unidade de Controle de Bay - UC1	6MD6645	Siemens
Painél 5UA1D-2	Proteção de Sobrecorrente (50/50N)	7SJ6225	Siemens
	Proteção diferencial de barra (87B)	7SS5215	Siemens
	Unidade de Controle de Bay - UC2	6MD6645	Siemens
	Registrador Digital de Perturbação	7KE6000	Siemens
Proteções Intrínsecas	Temperatura do óleo (26)	TM1	TreeTech
	Temperatura do Enrolamento (49)	TM1	TreeTech
	Nível do óleo (71)	-	Siemens
	Relé de Gás (63)	-	Siemens
	Válvula de segurança (63VS)	208-007-5	Qualitrol

A Figura 3.6 mostra um diagrama unifilar simplificado mostrando os TCs, relés de proteção, disjuntore, chaves seccionadoras, pára-raios e o barramento da SE FTZ onde está inserido o reator.

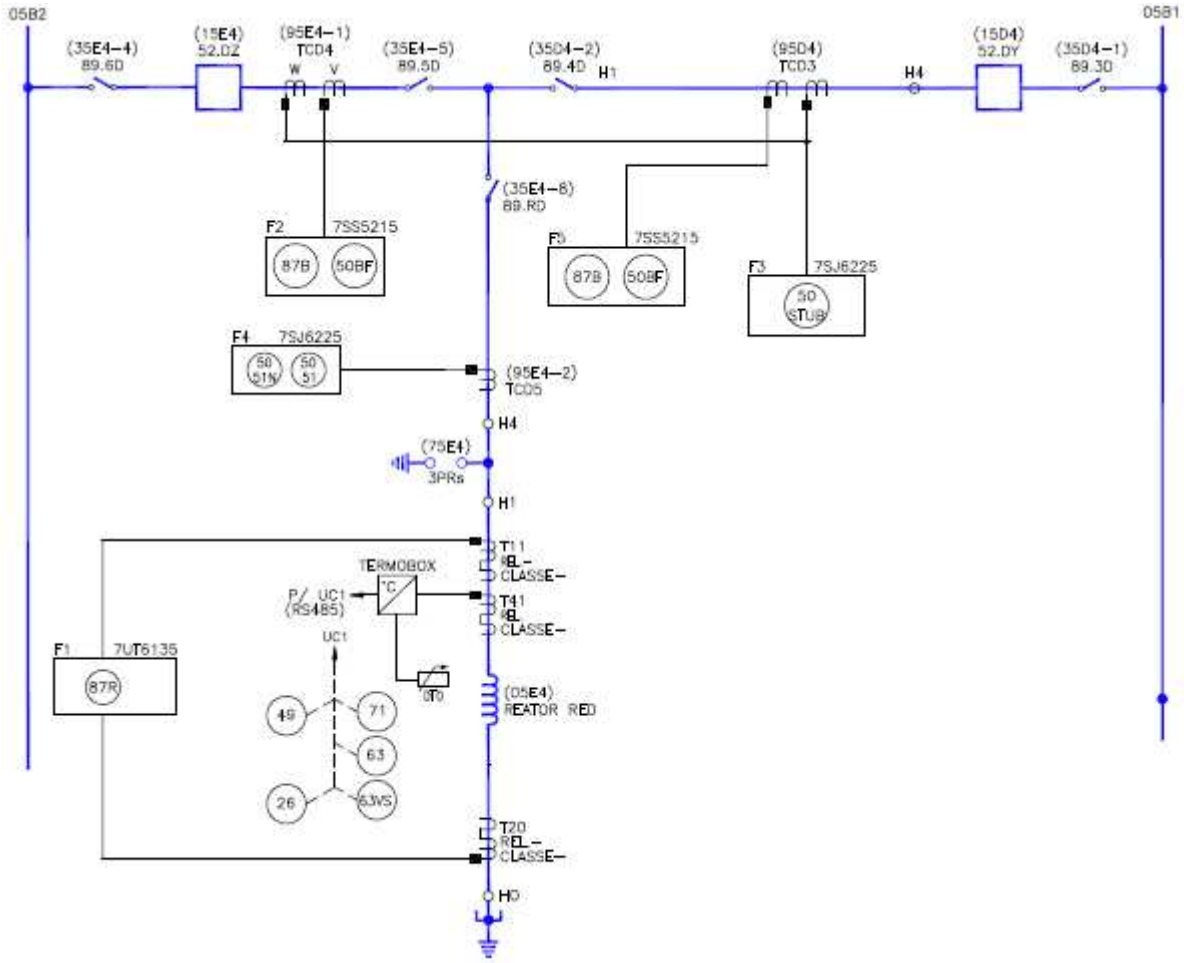

Figura 3.6 – Diagrama Unifilar Simplificado das proteções [6]

3.4.1 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE REATOR – 87R

A proteção diferencial representa a proteção principal do reator de barra. Seu princípio básico de funcionamento baseia-se na comparação da corrente que entra e sai do elemento protegido, como mostra a Figura 3.7.

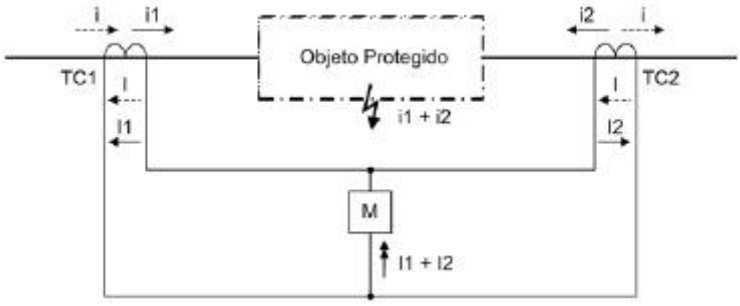

Figura 3.7 – Princípio básico da proteção diferencial [17]

Em condições normais de funcionamento, a mesma corrente *i* é lida pelos transformadores de corrente posicionados nos extremos do objeto protegido. Uma diferença nessas leitu-

ras é indicação clara de uma falta nessa zona de proteção. Convencionando que as correntes *i1* e *i2* fluindo em direção à área protegida, conectam-se os secundários dos transformadores de corrente de forma a obter um circuito fechado com um elemento *M* de medição posicionado no ponto de equilíbrio. Ele será percorrido pela soma das correntes *i1* e *i2* que, numa situação normal de operação, é nula. [17]

Para a avaliação do grau de desequilíbrio monitorado pela proteção diferencial, são definidas, a partir das correntes *i1* e *i2*, a corrente diferencial e de estabilização, calculadas pelas equações 3.1 e 3.2, respectivamente.

$$I_{diff} = | I_1 + I_2 | \tag{3.1}$$

$$I_{stab} = | I_1 | + | I_2 | \tag{3.2}$$

O aumento da corrente I_{diff} dispara o trip da proteção diferencial, enquanto I_{stab} atua contra esse efeito. Para esclarecer, três condições ideais são consideradas [17]:

- Caso 1: Corrente de fluxo direto em condição não perturbada ou falta externa: Os módulos das correntes I_1 e I_2 são iguais. Pela convenção adotada, I_2=-I_1. Os valores e I_{diff} e I_{stab} calculados são:

$$I_{diff} = | I_1 + I_2 | = | I_1 - I_1 | = 0 \tag{3.3}$$

$$I_{stab} = | I_1 | + | I_2 | = | I_1 | + | I_1 | = 2 | I_1 | \tag{3.4}$$

- Caso 2: Curto-circuito interno, alimentado por correntes iguais em ambos os lados: nesse caso, I_2=I_1. Calculando a corrente diferencial e de estabilização, encontra-se:

$$I_{diff} = | I_1 + I_2 | = | I_1 + I_1 | = 2 | I_1 | \tag{3.5}$$

$$I_{stab} = | I_1 | + | I_2 | = | I_1 | + | I_1 | = 2 | I_1 | \tag{3.6}$$

- Caso 3: Curto-circuito interno, alimentado por apenas um dos lados: nesse caso, I_2=0. A corrente diferencial e de estabilização são:

$$I_{diff} = | I_1 + I_2 | = | I_1 + 0 | = | I_1 | \tag{3.7}$$

$$I_{stab} = | I_1 | + | I_2 | = | I_1 | + 0 = | I_1 | \tag{3.8}$$

Os casos 2 e 3 mostram que, para falhas internas, I_{diff}=I_{stab}. Portanto, a característica de falhas internas é uma linha reta crescente com 45º de inclinação. A Figura 3.9 mostra a característica de trip da proteção diferencial. Nela, observa-se o ponto *D* situado na reta caracterís-

tica de faltas internas. Todos os valores de corrente são calculados tendo como base a corrente nominal do objeto protegido, conforme indicado no *label* dos eixos da Figura 3.8.

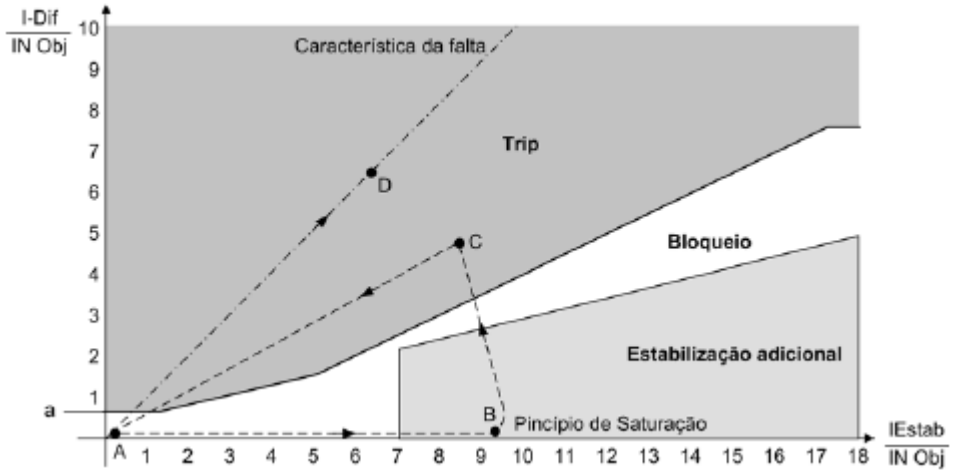

Figura 3.8 – Característica de *trip* da proteção diferencial [17]

Durante uma falta externa, os valores I_{diff} e I_{stab} mudam fazendo com que o ponto de operação percorra os pontos *A*, *B* e *C* na Figura 3.10. Imediatamente antes da falta, os valores iniciais de I_{diff} e I_{stab} posicionam a operação do elemento protegido no ponto *A*. A crescente corrente de falta faz com que o ponto de operação se desloque para *B*, conforme calculado no caso 1. Em seguida, a corrente de falta satura os transformadores de corrente, produzindo um valor I_{diff} que leva o ponto de operação até *C*, situado na região de trip da proteção diferencial. O ponto *B* está situado numa região da característica de trip denominada região de estabilização adicional. A passagem do ponto de operação por esta região informa ao relé que a falha é externa e bloqueia a operação a operação relé por um tempo programável, dando chance à proteção mais próxima da falta externa atuar, eliminando a falta sem que o elemento protegido pela proteção diferencial seja desenergizado. Esse bloqueio é cancelado assim que o ponto de operação fique estacionário na região de trip por pelo menos um ciclo.

O limite entre as áreas de bloqueio e *trip* é formado por quatro segmentos de reta. A Figura 3.9 destaca cada segmento e os componentes que formam o gráfico completo.

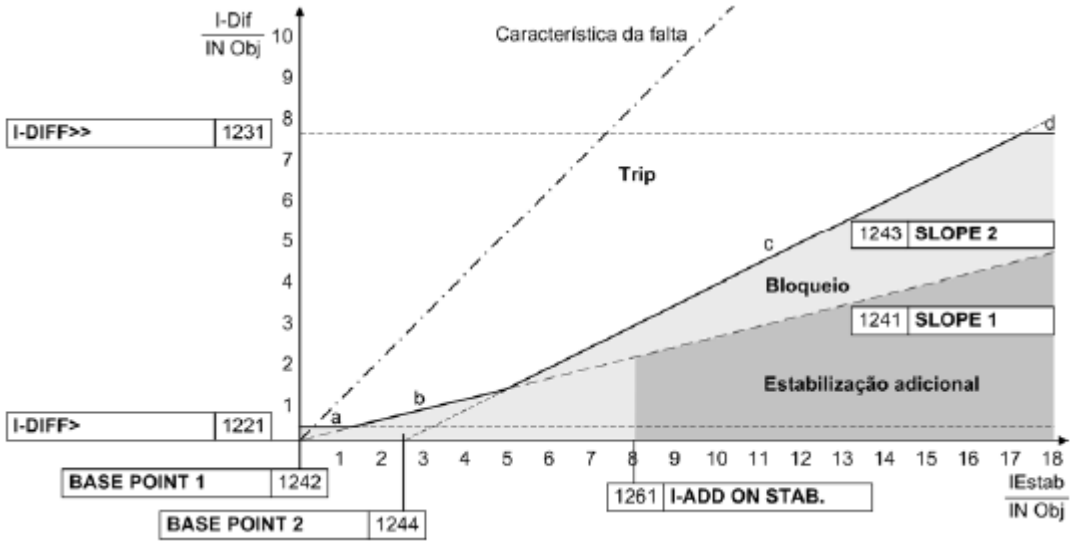

Figura 3.9 – Gráfico da característica de *trip* completa da proteção diferencial de reator [17]

Os principais que formam a característica de trip são [17]:

- I-DIFF>: É o menor valor de corrente diferencial capaz de disparar a proteção.
- BASE POINT 1: Ponto que um prolongamento do segmento de reta b toca o eixo das abcissas. Serve para parametrizar este segmento de reta.
- SLOPE 1: Inclinação do segmento de reta b.
- BASE POINT 2: Ponto que um prolongamento do segmento de reta c toca o eixo das abcissas. Serve para parametrizar este segmento de reta.
- SLOPE 2: Inclinação do segmento de reta c.
- IDIFF>>: Limite superior da região de bloqueio.

O segmento de reta "a" representa o limite de sensibilidade da proteção diferencial, ou seja, o menor valor de I_{diff} capaz de dispará-la. Esse valor foi ajustado configurando o valor de *I-DIFF>* para 0,2. O ramal b considera erros de medição nos transformadores de corrente e o desequilíbrio nas correntes que podem fazer com que a proteção atue. Para ajustá-lo, deve-se entrar com os valores de *BASE POINT 1*, que é o ponto no eixo das abscissas tocada por um prolongamento dão segmento b, e a inclinação do segmento dado pelo parâmetro *SLOPE 1*. A inclinação deste trecho foi ajustada para 0,2 e o *BASE POINT 1* para 1. Para correntes elevadas que levam à saturação os transformadores de corrente, a proteção oferece o segmento de reta *c*, que é adjacente à área de estabilização adicional. O ajuste deste trecho é feito de forma análoga a que foi feita para o segmento *b*. Ajustou-se o parâmetro *SLOPE 2* para 0,25 e o *BASE POINT 2* para 2,5. Por último, o parâmetro *I-DIFF>>* foi ajustado para 10. Correntes dife-

renciais acima desta região provocam trip instantâneo, independente do valor da corrente de estabilização.

Em transformadores e reatores shunt, a característica de *trip* também pode estar condicionada a uma análise do conteúdo harmônico da corrente de energização. A corrente de *inrush* de um reator possui um considerável conteúdo de segundo harmônico, que está praticamente ausente numa corrente de curto-circuito. Para evitar que a proteção atue durante a energização, o relé pode ser configurado para bloquear o *trip* caso o segundo harmônico ultrapasse um limite ajustável. Além do segundo harmônico, a mesma lógica pode ser programada utilizando o terceiro ou quinto harmônico, que são comuns quando ocorre sobreexcitação do reator. A função de restrição do *trip* por conteúdo harmônico foi desabilitada no comissionamento do 05E4, pois este conta com um sincronizador de disjuntores, cuja função é aperfeiçoar a manobra de energização do reator de forma a chaveá-lo num instante que provoque uma corrente de *inrush* contendo apenas a componente de estado estacionário. Este tópico será abordado mais detalhadamente no capítulo 5, no qual se discorre a respeito da energização e desenergização do reator.

Quando há atuação da função 87R, os dois disjuntores que energizam o reator são abertos e bloqueados. O reator é considerado impedido, ou seja, impossibilitado de ser energizado ou operado até que seja avaliada a real causa do *trip*.

3.4.2 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BARRA – 87B

A proteção diferencial de barra tem a finalidade de detectar e proteger o sistema de falhas que possam ocorrer no barramento da subestação. Seu princípio de funcionamento é baseado na lei de Kirchhoff das correntes, que estabelece o somatório nulo para as correntes num nó de qualquer circuito elétrico [19]. A Figura 3.10 mostra um barramento genérico contendo *n* alimentadores.

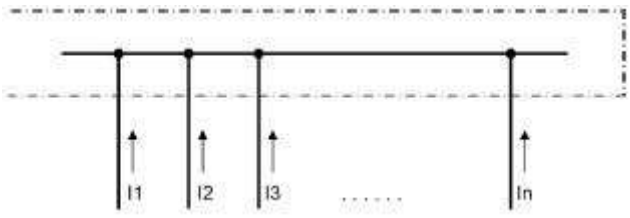

Figura 3.10 – Barramento com *n* alimentadores [18]

Considerando todas as correntes como positivas em direção ao barramento, são calculadas as correntes de estabilização e diferencial, de forma semelhante ao feito pela proteção

diferencial de reator. O corrente diferencial tem a função de gerar o efeito de *trip* e é dada pela equação 3.9 abaixo [18].

$$I_{diff} = | I_1 + I_2 + I_3 + ... + I_n | \tag{3.9}$$

A corrente de estabilização se opõe ao *trip*, pois quanto maior seu valor, maior deve ser a corrente diferencial suficiente para que haja atuação da proteção. Seu valor é dado pela equação 3.10.

$$I_s = | I_1 | + | I_2 | + | I_3 | + ... + | I_n | \tag{3.10}$$

Após plotar os valores da corrente de estabilização *Is* ao longo do tempo, o software do relé suaviza a onda encontrada utilizando uma função exponencial com uma constante de tempo de 64 ms, gerando uma onda *Is mod*, que é utilizada para definir a característica de *trip* da função diferencial de barra [19]. A Figura 3.11 mostra um exemplo de geração do sinal *Is mod*.

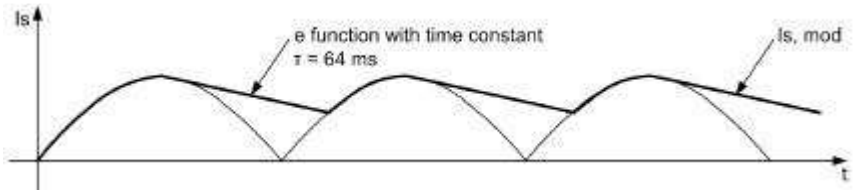

Figura 3.11 – Formação da corrente de estabilização [18]

A Figura 3.12 mostra característica de atuação da proteção diferencial de barra. O eixo das abscissas mostra os valores da corrente de estabilização suavizado e o eixo das ordenadas exibe o módulo da soma vetorial de todas as correntes que chegam ao barramento.

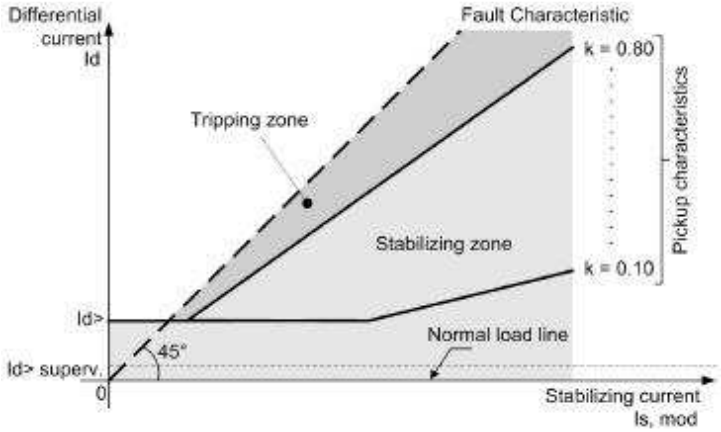

Figura 3.12 – Característica de atuação da proteção diferencial de barra [18]

Uma vez que o valor da corrente diferencial é nulo quando não existe uma falta no barramento, o eixo *x* contém a linha de carga normal da subestação. Paralelo ao eixo das abs-

cissas, indicado na figura 3.12 como *Id>*, existe um valor mínimo para a corrente diferencial para que a função atue. Se um curto-circuito ocorrer no barramento onde as correntes dos alimentadores apresentam o mesmo ângulo de fase, as correntes diferencial e de estabilização apresentam o mesmo valor e a característica de falta é uma linha reta inclinada em 45º. Qualquer defasagem entre as correntes dos alimentadores leva a uma redução do valor da corrente diferencial. Portanto, aplica-se um coeficiente *k*, cujo valor varia de 0,1 a 0,8 para definir a zona de *trip* da proteção. A condição para atuação da proteção diferencial é que o ponto de operação esteja na área de *trip*, o que é conseguido quando a corrente diferencial I_d é maior do que o produto *k* vezes I_s.

O valor da constante *k* depende da máxima corrente de curto-circuito na barra, das condições de carga e características do TC. Inicialmente, calcula-se o fator de sobrecorrente *n'* pela equação 3.11. [18]

$$n' = \frac{P_n + P_i}{P_b + P_i} n \tag{3.11}$$

Onde:

Pn: Carga do TC em VA na corrente nominal

Pi: Potência interna do TC em VA

Pb: Carga imposta ao TC em VA na corrente nominal.

n: fator de sobrecorrente. Usualmente igual a 20.

Em seguida, calcula-se o valor real da corrente de saturação do TC pela equação 3.12.

$$I_{sat} = n' I_{prim} \tag{3.12}$$

Onde:

I_{sat}: Corrente real de saturação do TC

n': Fator de sobrecorrente calculado

I_{prim}: Corrente no primário do TC

Utilizando o valor de I_{sat} calculado em 3.12 , calcula-se o fator K_b, definido pela equação 3.13.

$$K_b = \frac{I_{cc\max}}{I_{sat}} \tag{3.13}$$

Onde:

I_{ccmax}: Máxima corrente de curto circuito

Finalmente, calcula-se o valor mínimo da inclinação *K* da reta pela equação 3.14.

$$K > \frac{K_b}{4\sqrt{K_b - 1}} \tag{3.14}$$

Para o comissionamento do 05E4, o valor da inclinação da reta foi ajustado para 0,5.

Além dos ajustes e do princípio de funcionamento, também é importante analisar o impacto da saturação dos transformadores de corrente na proteção diferencial de barra. Uma vez que o funcionamento da função 87B é baseado na leitura das correntes, casos extremos de curtos com saturação são pontos potencialmente problemáticos que devem ser atendidos pelo relé. A figura 3.13 mostra as formas e onda no primário e no secundário de um transformador de corrente para uma falta fora da zona protegida. A corrente de curto possui, associado à sua componente alternada, um nível de tensão exponencial decrescente. Essa sobretensão leva o TC à saturação, provocando a distorção observada em sua corrente secundária.

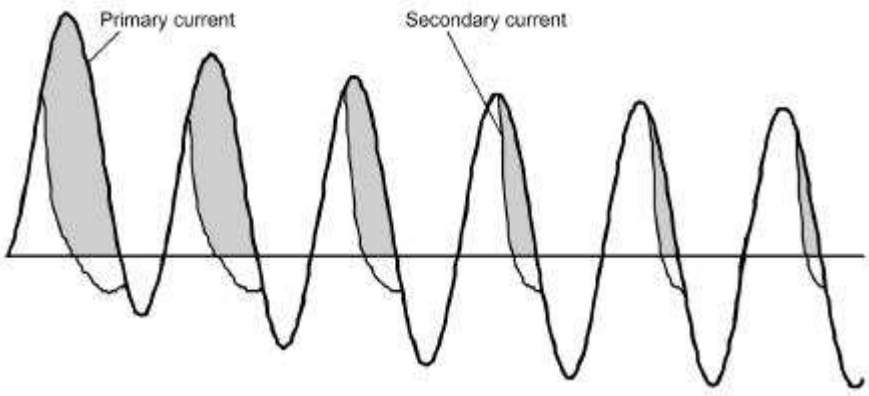

Figura 3.13 – Corrente primária e secundária de um TC submetido a uma falta[18]

As áreas hachuradas na figura 3.13 indicam porções da corrente onde há saturação, o que implica na existência de correntes diferenciais e saturação mostradas na Figura 3.14, embora a falta não esteja na zona protegida.

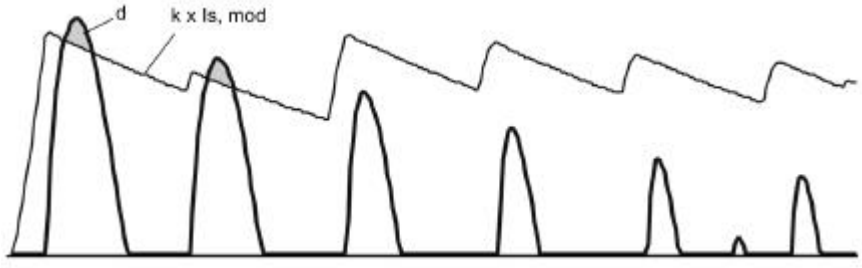

Figura 3.14 – Corrente diferencial e de estabilização para faltas fora da zona protegida e com TC saturado[18]

As áreas destacadas na Figura 3.14 mostram os instantes onde a corrente diferencial supera o produto *k* vezes *Is*, disparando o *trip* da proteção diferencial e assegurando que o barramento será protegido caso a proteção mais próxima da falta não atue a tempo.

O segundo caso a ser observado é um curto com saturação do TC dentro da zona protegida. A Figura 3.15 mostra a corrente diferencial e de estabilização para este caso. Embora as formas de onda sejam diferentes, um comportamento semelhando é observado. O próprio erro de leitura causado pela saturação gera elevadas correntes diferenciais, que podem vir a disparar a proteção. As áreas de trip são mostradas nas seções hachuradas da Figura 3.15.

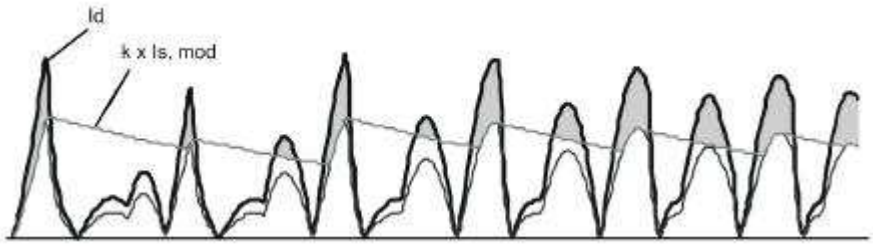

Figura 3.15 – Corrente diferencial e de estabilização para faltas na zona protegida e com TC saturado[18]

A Figura 3.16 mostra o barramento de 500 kV da subestação Fortaleza II, destacando as distribuição dos TCs e a distribuição dos relés que executam a função diferencial de barra. A configuração de disjuntor e meio utilizada nas linhas e disjuntor duplo no reator 05E4 possibilita a criação de uma zona de proteção para a barra 05B2 e outra para a 05B1.

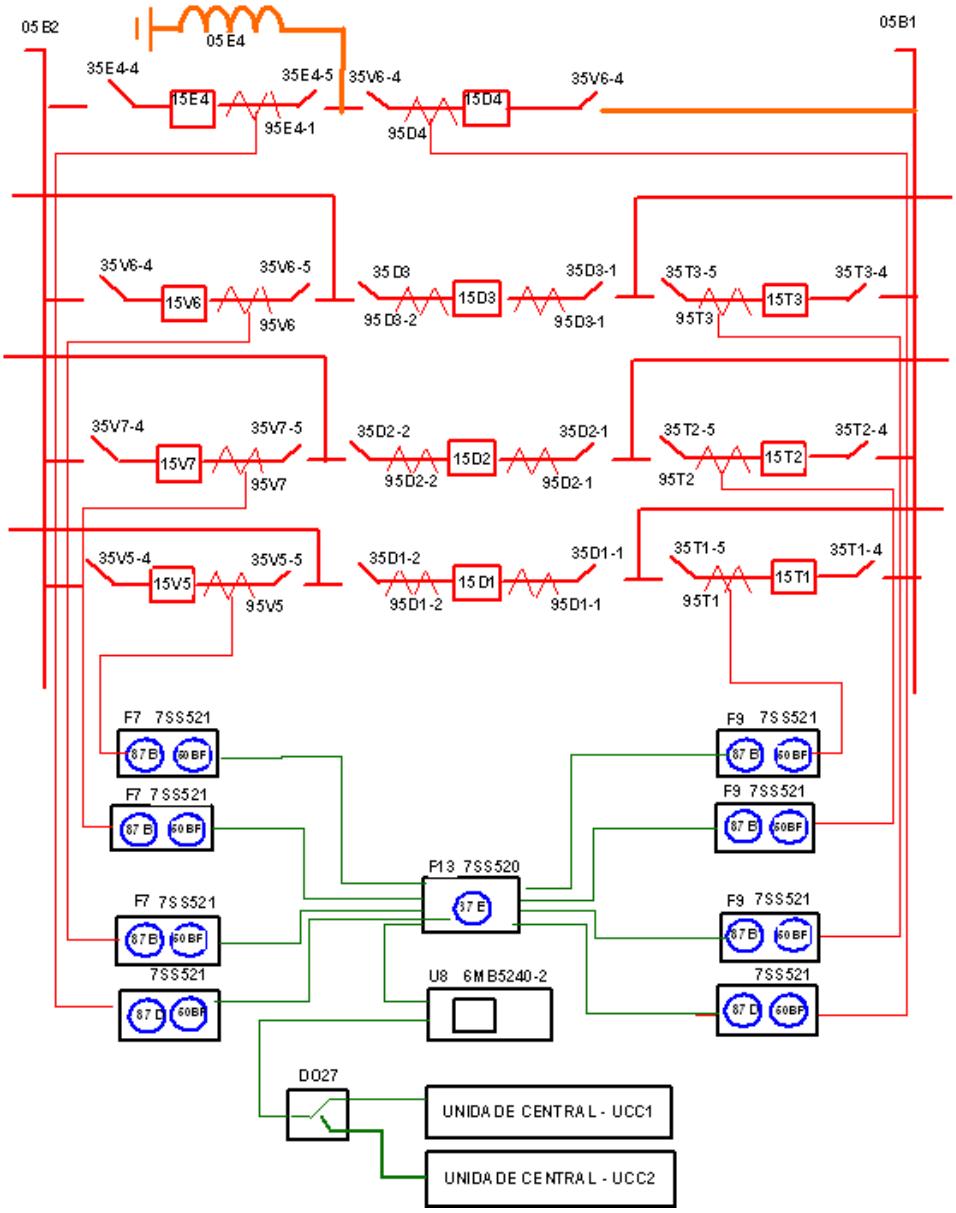

Figura 3.16 – Distribuição dos TCs e relés da proteção diferencial de barra de 500 kV da subestação Fortaleza II[6]

3.4.3 – PROTEÇÃO FALHA DE DISJUNTOR – 50BF

A proteção falha de disjuntor atua quando o disjuntor não responde a um comando de *trip* de uma função de proteção. Caso o disjuntor da proteção principal não elimine a falta no devido tempo, o relé com função falha de disjuntor envia sinal de trip para outro disjuntor eliminar a corrente de curto-circuito. [18]. Para determinar se o disjuntor foi adequadamente aberto, a proteção utiliza dois critérios: fluxo de corrente e posição de contatos auxiliares do disjuntor.

3.4.3.1 – PROTEÇÃO FALHA DE DISJUNTOR POR MONITORAMENTO DO FLUXO DE CORRENTE

O circuito lógico para o funcionamento da função falha disparada pelo monitoramento do fluxo de corrente é mostrado na Figura 3.17.

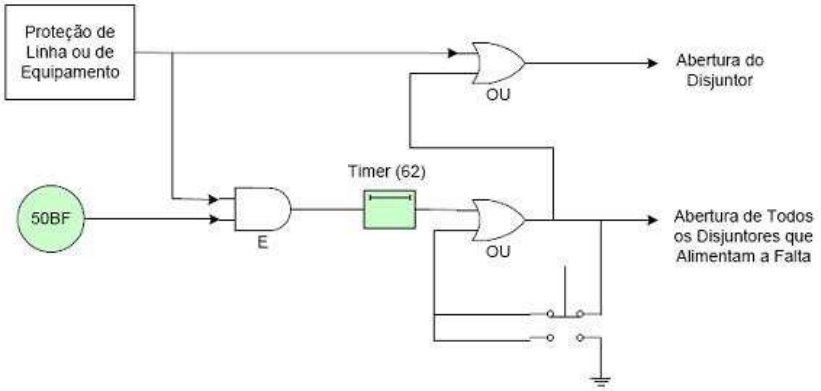

Figura 3.17 – Diagrama lógico da função 50BF [6]

Sempre que um comando de abertura é enviado para o disjuntor, ele é repetido para o relé 50BF e um contador, simbolizado na Figura 3.17 pelo timer, é iniciado. O timer bloqueia o comando de abertura dos disjuntores de backup por 0,25 s. Passado esse tempo, se o disjuntor principal não eliminar a falta, a lógica da função 50BF implantada no relé, ilustrada na Figura 3.17 envia comando de trip para todos os disjuntores de retaguarda para que os mesmos eliminem a falta.

3.4.3.3 – PROTEÇÃO FALHA DE DISJUNTOR POR MONITORAMENTO DOS CONTATOS AUXILIARES DO DISJUNTOR

Caso a corrente de falta que flui no disjuntor em falha não seja suficiente para sensibilizar o sensor da função 50BF, o estado do disjuntor pode ser obtido pelo monitoramento de seus contatos auxiliares. Uma vez que o critério do fluxo de corrente tenha disparado o *trip* da função 50BF, o disjuntor é considerado aberto quando a corrente de falta tenha sido eliminada e o relé recebe esta informação através de uma entrada digital dedicada ao monitoramento do contato auxiliar do disjuntor. Quando o disjuntor não abre no tempo predefinido e o relé não recebe esta informação, a função falha de disjuntor (50BF) atua comandando a abertura dos disjuntores de retaguarda. Isso dá prioridade ao critério do fluxo de corrente, que é mais confiável.

No caso específico de um reator de barra, este segundo método é também empregado, pois existe a possibilidade de faltas insipientes, ou seja, com correntes de curto-circuito de magnitudes que não sensibilizam o sensor do fluxo de corrente. Portanto, o esquema lógico pode ser atualizado, contemplando também o monitoramento dos contatos auxiliares, como mostrado na Figura 3.18.

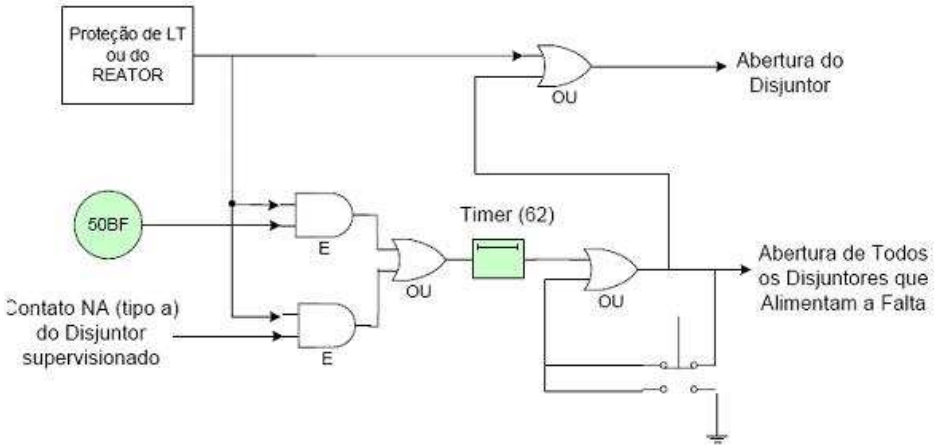

Figura 3.18 – Diagrama lógico completo da função 50BF [6]

3.4.4 – PROTEÇÕES DE SOBRECORRENTE – 50, 50N e 50STUB

Caso a ocorrência de uma falta coincida com a inoperância da proteção principal do reator, entra em ação sua proteção de retaguarda, que é desempenhada pela função de sobrecorrente instantânea de fase (50) e neutro (50N). A conexão do TC da forma mostrada na Figura 3.19 permite que o relé receba a leitura das quatro correntes necessárias.

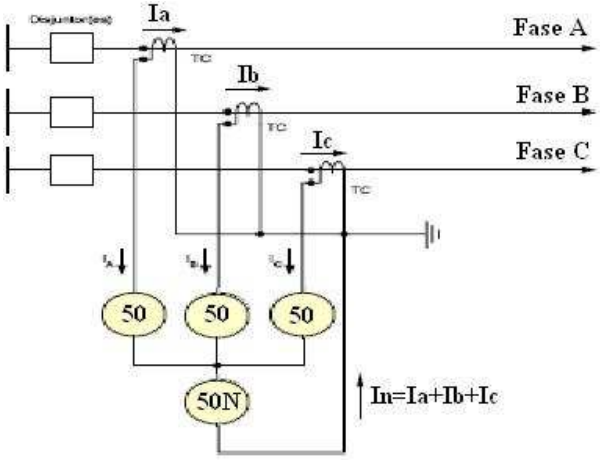

Figura 3.19 – Ligação do TC [6]

Para que a atuação da função 50 ocorra é necessário apenas que a corrente no reator atinja o valor de p*ickup* [20]. A função de sobrecorrente de fase do relé foi ajustado para atuar quando a corrente medida pelo relé for maior ou igual a 17,6 A. Sabendo que a relação de

transformação do TC é 750:5, é possível calcular a corrente de pick-up que corresponde a menor corrente de curto-circuito trifásico que proporcionará a atuação da função de proteção, conforme mostrado na equação 3.15.

$$Icc_{3\varphi} = RTC.I_{ajuste} = \left(\frac{750}{5}\right).17,6 = 2,64kA \tag{3.15}$$

Para a função 50N, a corrente foi ajustada em 22A. Logo, a corrente de pick-up, correspondente ao valor de corrente de curto fase-terra que dispara a proteção é calculado pela equação 3.16.

$$Icc_{1\varphi} = RTC.I_{ajuste} = \left(\frac{750}{5}\right).22 = 3,3kA \tag{3.16}$$

Utilizando um segundo relé de sobrecorrente do mesmo modelo realizando função de sobrecorrente instantânea de fase e neutro, implementa-se também a função 50STUB, mostrada na Figura 3.20.

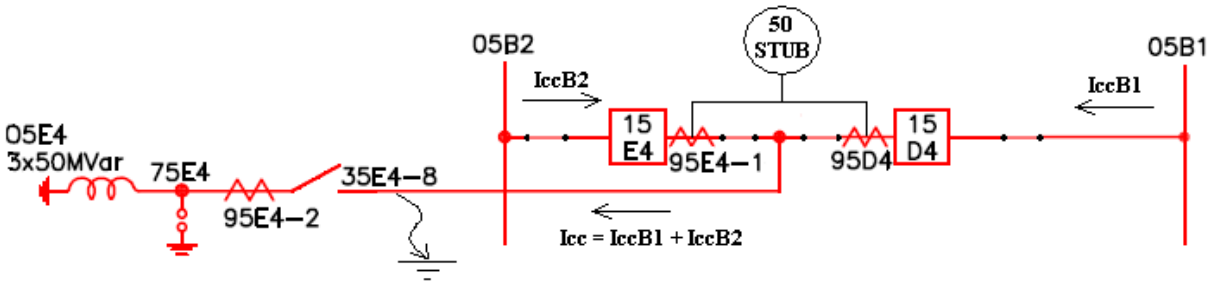

Figura 3.20 – Diagrama unifilar destacando função de proteção 50STUB [6]

Por motivos de manutenção ou durante a realização de alguma manobra, é possível que os disjuntores 15E4, 15D4 e suas respectivas chaves seccionadoras fiquem fechadas enquanto a seccionadora principal 35E4-8 do reator esteja aberta. Se, nessas condições, houver uma falta no trecho situado entre a seccionadora e seu ponto de conexão com o barramento, as proteções do reator não atuarão, pois elas dependem da leitura de corrente do TC 95E4-2, que não é percorrido pela corrente de curto-circuito. Caso a proteção diferencial de barra não opere, entra em ação a função 50STUB, como proteção de retaguarda. Para proteger o trecho da barra entre a chave 35E4-8 e o barramento, os dois TCs 95E4-1 e 95D4 são conectados a um relé de sobrecorrente. Como a corrente de falta é alimentada pelos dois lados do barramento (correntes *IccB2* e *IccB1*), essa conexão dos TCs permite que o relé obtenha o valor da corrente total fluindo para o ponto de falta e abra os disjuntores 15E4 e 15D4 que alimentam o curto-circuito.

3.4.5 – PROTEÇÃO DE TEMPERATURA DO ÓLEO - 26

No Capítulo 2 foi apresentado o medidor de temperatura , modelo TM1, do fabricante Treetech, que é responsável pelas funções de temperatura do óleo e do enrolamento do reator. A Figura 3.21 mostra a conexão do sensor de temperatura do TM1 seu TC de bucha que fornece a corrente no enrolamento.[15]

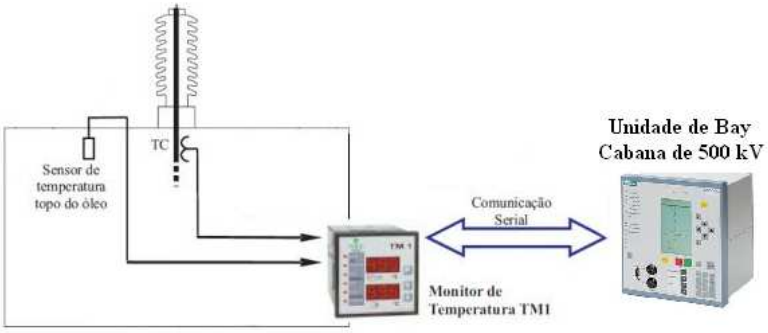

Figura 3.21 – Conexões do sensor de temperatura e TC de bucha do TM1 ao reator [15]

A medição da temperatura é feita pelo transdutor PT100 mostrado na Figura 3.22.

Figura 3.22 – Transdutor PT100 [21]

O princípio de funcionamento deste sensor envolve a mudança de sua resistência com a temperatura. O PT100 é constituído de uma resistência de platina de alta pureza encasulada numa haste de aço inox e latão niquelado. Aplica-se a platina para construção do PT100 devido à sua ampla escala de temperatura, uma alta resistividade permitindo assim uma maior sensibilidade, um alto coeficiente de variação de resistência com a temperatura e por sua boa linearidade resistência x temperatura [21]. O sensor pode ser conectado ao TM1 em uma das três opções mostradas na Figura 3.23.

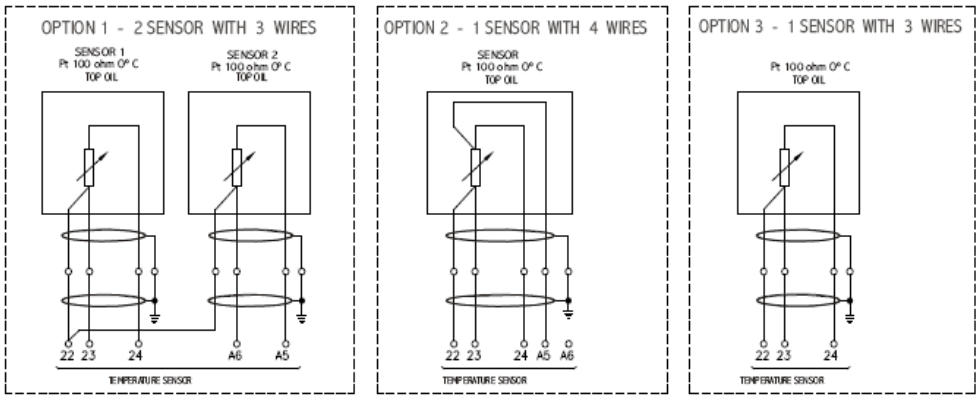

Figura 3.23 – Opções de Ligação do PT100 ao TM1 [15]

A opção 1, que utiliza dois sensores a três fios, é a opção mais segura, pois a redundância da medição permite que sejam detectados falhas no sensor e o monitoramento de temperatura não é interrompido quando houver necessidade de substituir o transdutor defeituoso. A opção 2 permite total monitoração dos cabos até o sensor. Porém, defeitos no PT100 só serão detectados em caso de mudança brusca de temperatura. A opção 3 permite uma monitoração parcial dos cabos de ligação até o sensor e apresenta o mesmo problema para detecção de falha explicado na opção 2. Esta última opção foi adotada no comissionamento do 05E4 devido à simplicidade e utilização de apenas um sensor por fase.

O primeiro grau de alarme do TM1 ocorre quando a temperatura o óleo atinge 85ºC. Neste caso, é feita inspeção do reator a cada 30 minutos para verificar se os valores nos indicadores de temperatura de temperatura estão de acordo com o ajuste dos sensores de temperatura. Caso a elevação de temperatura não se detenha e atinja valores maiores ou iguais a 100ºC por mais de 20 minutos, o reator é desligado.

3.4.6 – PROTEÇÃO DE TEMPERATURA DO ENROLAMENTO - 49

Na Figura 3.24 é mostrado o diagrama das ligações do TM1. O transformador de corrente TC1, instalado na bucha do equipamento, fornece a leitura da corrente no reator ao TM1. Essa leitura é utilizada para calcular a temperatura do enrolamento, que aumenta de acordo com a corrente no reator.

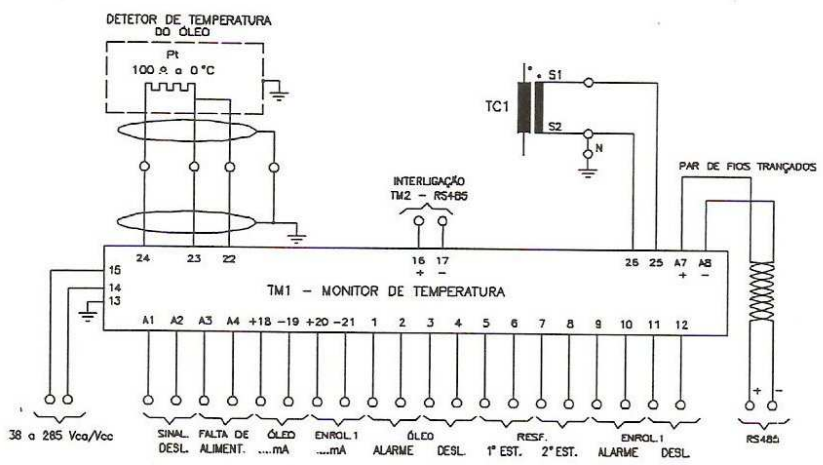

Figura 3.24 – Conexões do sensor de temperatura do óleo e TC de bucha do TM1 ao reator [6]

Este medidor gera um alarme de temperatura em primeiro estágio quando a temperatura do enrolamento ultrapassar 95ºC e são tomadas as mesmas providências descritas para o alarme de primeiro grau para elevação da temperatura do óleo. O alarme de segundo estágio é ativado se a temperatura superar 110ºC e, após 20 minutos o medidor de temperatura envia um sinal de trip para o disjuntor desenergizando o reator.

3.4.7 – PROTEÇÃO DE NÍVEL DE ÓLEO DO REATOR - 71

No Capítulo 2 foi apresentado o indicador do nível de óleo do reator. Quando o relé de nível de óleo quando atua, gera um alarme que é reportado para sala de comando. Na ocorrência deste alarme, o operador da instalação deve inspecionar o equipamento e, se for verificada a existência de um vazamento de óleo do reator, informar ao CRON e acionar o serviço local de manutenção.

3.4.8 – RELÉ DE PRESSÃO E GÁS (BUCHHOLZ) - 63

No Capítulo 2 foram dadas informações a respeito do princípio de funcionamento de funcionamento do relé de gás Buchholz. Trata-se de um dispositivo que protege o reator de barra contra defeitos internos, tais como curto entre espiras ou entre espiras e o núcleo.

A atuação do primeiro estágio indica, através da IHM, a fase em que houve uma lenta formação de gás devido a uma falha de isolamento. O operador da instalação deve inspecionar o equipamento e informar o resultado ao CRON. Durante a inspeção são procuradas anomali-

as como ruídos, temperatura anormal, vazamento e existência da alguma outra sinalização associada ao reator. Em seguida, o operador deve acionar o órgão de manutenção local.

O segundo estágio atua quando ocorre curto-circuito interno no reator. Há uma formação de grandes quantidades de gás e o relé atua enviando trip aos dois disjuntores de proteção do reator. Ocorrendo este tipo de evento, o operador da subestação deve realizar inspeção local para confirmar a formação de gás ou bolhas no óleo do equipamento, acionar o serviço de manutenção local e avisar o CRON que o reator seja retirado de operação.

3.4.9 – VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO – 63VS

A válvula de alívio de pressão, conforme apresentada no Capítulo 2, trata-se de um dispositivo que libera o excesso de gás gerado durante um curto-circuito interno. Uma vez que seja sinalizado, na sala de comando, a atuação do dispositivo de alívio de pressão, o operador da instalação deve informar o ocorrido ao CRON e inspecionar o reator. Caso seja encontrado derramamento de óleo no reator, o operador deve informar o CRON e acionar o órgão de manutenção local. Caso contrário, o operador deve apenas informar que houve uma sinalização indevida.

3.4.10 – RELÉ DE BLOQUEIO - 86

Quando ocorre atuação de qualquer uma das funções de proteção do reator, os disjuntores que receberam comando de abertura têm seu fechamento impedido pelo relé de bloqueio. Isso evita que o disjuntor seja fechado antes que a real causa do trip seja averiguada, o que poderia submeter o reator a sucessivas condições de falta. A Figura 3.25 mostra o diagrama unifilar do setor de 500 kV da subestação Fortaleza II. Para compreender a atuação do relé de bloqueio, é importante notar que o reator de barra 05E4 está ligado na configuração de disjuntor duplo e as três linhas de 500 kV estão conectadas ao barramento pelo arranjo de disjuntor e meio.

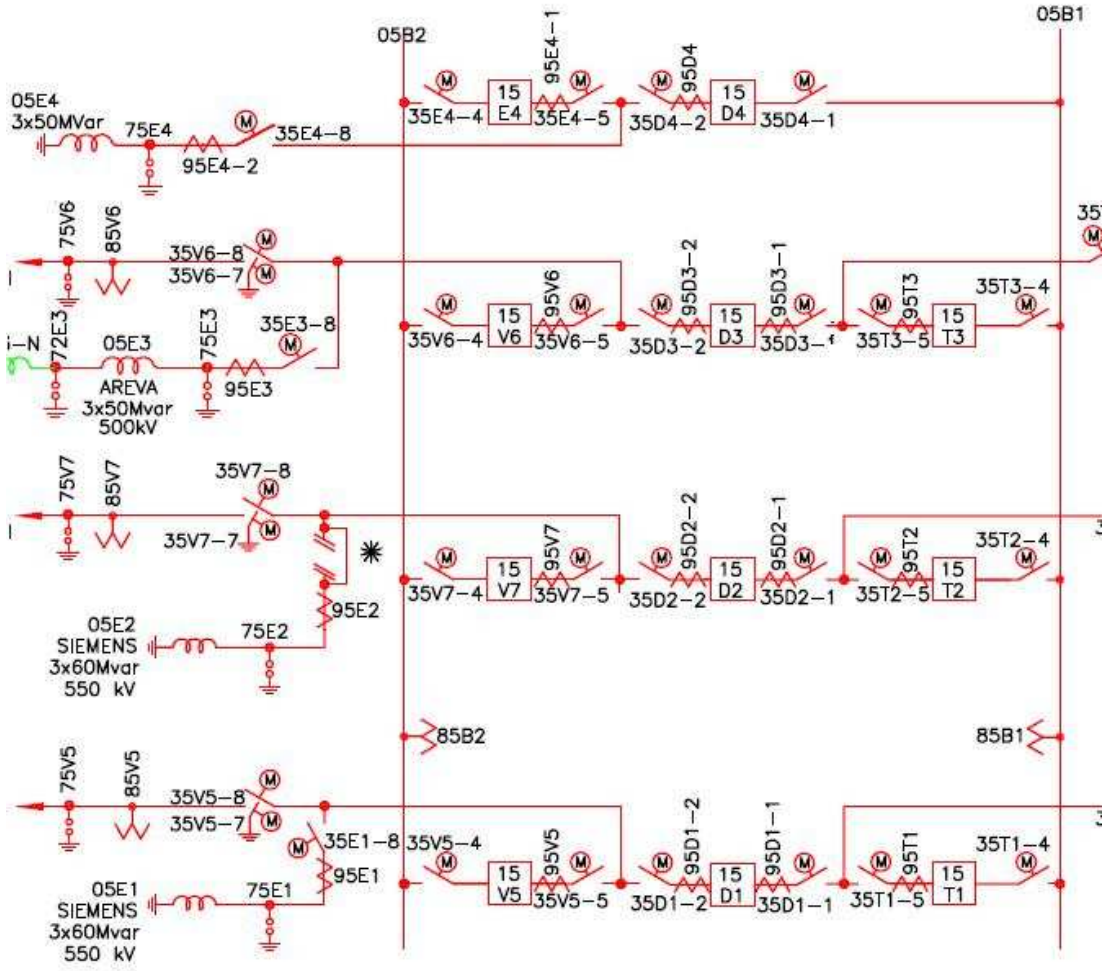

Figura 3.25 – Diagrama unifilar do setor de 500 kV da subestação Fortaleza II [6]

Quando um comando de trip for enviado devido à atuação de alguma função do reator, seja ela intrínseca ou diferencial, os disjuntores 15E4 e 15D4 eliminam a falha e tem seu fechamento bloqueado pelo relé 86. O bloqueio pode ser desativado pela IHM da sala de comando (nível 2) ou pelo próprio relé de bloqueio na cabana de proteção (nível 1). Se houver atuação da função diferencial de barra devido a uma falha em qualquer ponto do barramento 05B2, os disjuntores 15E4, 15V5, 15V6 E 15V7 recebem trip e são bloqueados. Nessas condições, todos os reatores e linhas do setor de 500 kV continuam energizados pelo barramento 05B1, sendo esta a principal vantagem deste arranjo de barramento. De forma análoga, se houver um curto-circuito do barramento de 05B1, os disjuntores 15D4, 15T1, 15T2 e 15T3 são abertos e bloqueados, eliminando a falta sem desenergizar nenhuma linha ou reator.

3.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A utilização de uma arquitetura descentralizada permite que seja adotado um sistema robusto, onde são utilizadas várias redundância de comunicação entre os dispositivos centralizadores de dados. Embora a função de proteção principal do reator seja a diferencial, faz-se necessário a introdução de uma proteção de backup, de forma que o sistema esteja sempre protegido. O sistema é complementado pelas funções de proteção intrínsecas do reator, que estão ligadas principalmente às condições de operação obtidas a partir da temperatura do óleo e do enrolamento, protegendo o reator de falhas internas.

CAPÍTULO 4

SISTEMA DE OSCILOGRAFIA

4.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A oscilografia consiste em registrar as formas de onda de tensão e corrente das perturbações ocorridas em um sistema elétrico, fornecendo dados cuja análise sistemática permite uma maior compreensão do fenômeno que gerou aquele registro. Ela pode ser realizada de forma dedicada por oscilógrafos denominados RPDs (Registradores de Perturbação) ou por relés de proteção multifuncionais que trazem oscilografia como uma função extra. Os equipamentos de oscilografia geralmente são conectados formando uma rede de computadores, como mostra a Figura 4.1. Esta rede tem a função específica de coletar, tratar e disponibilizar as informações para análise. [22]

Figura 4.1 – Estrutura básica de uma rede de oscilografia [22]

Este capítulo trata do sistema de oscilografia dedicado ao reator 05E4 da SE Fortaleza II da Chesf. Discute-se sobre a aplicação de oscilografia e sua importância no modelo atual do sistema elétrico brasileiro. Em seguida, será apresentada a evolução do uso da oscilografia na Chesf e, por fim, discorre-se sobre o oscilógrafo Simeas R, escolhido para o reator tratado neste trabalho.

4.2 - SISTEMAS DE OSCILOGRAFIA: BREVE HISTÓRICO

Nos anos 50 iniciou-se a coleta de registro de falhas em sistemas elétricos de potência através de aparelhos eletromecânicos a tinta e nos anos 70 surgiram os oscilógrafos analógicos que utilizavam papel fotográfico [23].

A análise de faltas no SEB (Sistema Elétrico Brasileiro) foi iniciada nos anos 70 pelo GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Este grupo foi extinto em agosto de 1998 com a criação no ONS.

Até então, os distúrbios não recebiam uma análise criteriosa utilizando as formas de onda, devido principalmente à falta de experiência em análise de perturbações no país, o que limitava sua compreensão.

A partir da década de 80, com a evolução tecnológica, foram desenvolvidos os oscilógrafos digitais chamados de RPD e incorporados nos relés de proteção a função de oscilografia [23].

4.3 - MOTIVAÇAO PARA O USO DE OSCILOGRAFIA NO SEB: PARCELA VARIÁVEL

Para compreender o porquê da utilização de oscilografia, é necessário que necessário conhecer um pouco da política regulatória do setor elétrico brasileiro. Em dezembro de 1996, foi criada a ANEEL, órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico brasileiro. Em 2007, a ANEEL passou a utilizar a PV (Parcela Variável) como mecanismo para melhorar a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica no país. Estabelecida pela resolução normativa 270, a PV consiste em penalizar financeiramente as empresas transmissoras pelas indisponibilidades ocorridas em suas instalações. [24]

A resolução 270 define FT (Função de Transmissão) como sendo o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares. A cada função de transmissão está associado um PB (Pagamento base), que é a receita mensal da FT quando ocorre a plena disponibilização das instalações de transmissão que compões a FT. O valor da PV, ou seja, o desconto efetuado no PB de uma FT por indisponibilidade é calculado pela equação 4.1. [24]

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1400D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i DVOD_i \right) \tag{4.1}$$

Onde:

PVI: Parcela variável por indisponibilidade;

D: Número de dias do mês da ocorrência;

NP: Número de desligamentos programados da FT ocorrido ao longo do mês;

NO: Número de outros desligamentos (não programado) da FT ocorridos ao longo do mês;

Kp: Fator multiplicador para desligamento programado;

Ko: Fator multiplicador para outros desligamentos (não programados) com duração de até 300 minutos;

PB/(440xD): Refere-se à receita da FT por minuto;

DVDP: Duração, em minutos, de cada desligamento programado numa FT.

DVDO: Idem, porém para outros desligamentos.

Assim, dada a existência de políticas regulatórias que prevêem penalização financeira às transmissoras de energia elétrica quando da ocorrência de um desligamento, um tratamento criterioso das faltas torna-se uma ferramenta indispensável à gestão eficiente de um sistema elétrico, o que justifica a implantação de oscilógrafos nas subestações dessas empresas. Esses RDPs fornecem às empresas dados sobre as faltas ocorridas, permitindo que elas sejam analisadas e sejam feitos estudos para evitar sua repetição.

No caso específico de um reator de barra, a resolução 270 o enquadra como uma FT do tipo MG (Módulo Geral). A interrupção desse tipo de FT causa desconto relativo à PV apenas se seu desligamento afetar outras funções de transmissão na mesma subestação. Uma vez que o reator 05E4 está sendo inserido num barramento contendo três linhas de transmissão de 500 kV, é bastante razoável que este equipamento tenha, além de um sistema de proteção, um registrador de faltas.

4.4 - A REDE DE OSCILOGRAFIA DA CHESF

Os primeiros oscilógrafos utilizados pela Chesf eram dispositivos eletromecânicos que imprimiam as formas de onda num papel especial. O modelo mais utilizado até então era o S41 da Thompson. Essa tecnologia foi superada pelos oscilógrafos MD444 da Hathaway que utilizavam papel fotossensível dentro de uma câmara hermeticamente fechada, onde os registros eram gravados por sinais luminosos e revelados num processo semelhante ao utilizado na fotografia convencional [22]. Esses equipamentos apresentavam como principais desvantagens:

- Coleta de dados local e necessidade de envio por fax ou transporte para os centros de análise;
- Gasto com impressão ou revelação dos registros;
- Dificuldade de armazenamento dos registros;

- Grande número de falha de oscilógrafos, implicando em custos de manutenção;
- Dificuldade para obter peças sobressalentes.

Em 1994, percebendo a necessidade de possuir um sistema de coleta e análise de dados moderno, a Chesf investiu na modernização da sua rede de oscilografia substituindo os oscilógrafos S41 da Thompson por RDPs de vários fabricantes, dentre os quais se destacam: EPCS da Alstom, Simeas-R da Siemens, IRU-1692 da Macrodyne e RP-IV da Reason. Como conseqüência, a Chesf obteve uma rede mais eficiente do que a anterior, porém muito heterogênea devido à diversidade de fabricantes e modelos de equipamentos de oscilografia instalados em suas subestações, o que acabou gerando dificuldades para os processos de comissionamento, integração e manutenção. A grande variedade de modelos também representou um custo extra para a capacitação de corpo técnico, que precisava estar apto a lidar com vários softwares de parametrização e comunicação, hardware, redes de computadores, protocolos de comunicação, etc. Para solucionar este problema, a Chesf desenvolveu uma rede de oscilografia chamada GERCOM (Gerenciador de comunicações), cuja arquitetura é mostrada na Figura 4.2.

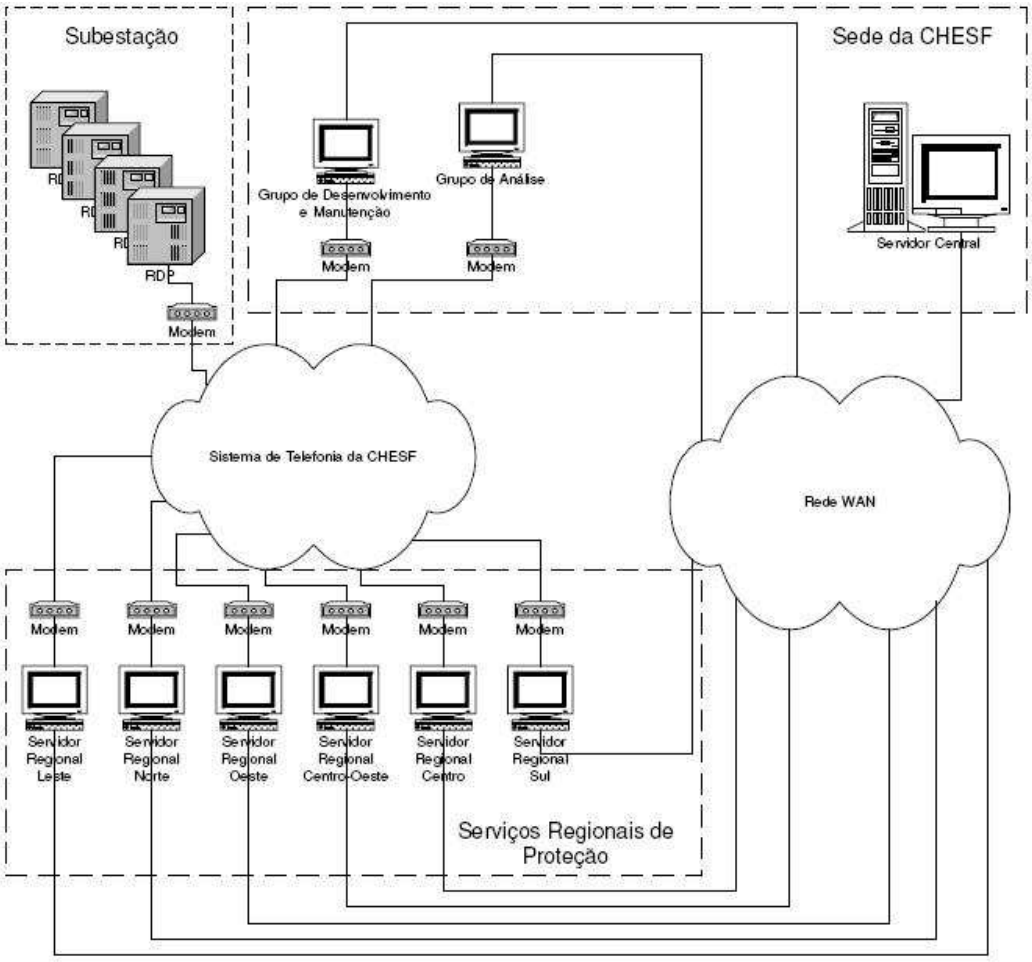

Figura 4.2 – Arquitetura original do GERCOM [22]

Os principais componentes do GERCOM mostrados na Figura 4.2 são:

- Servidor Regional: computador responsável de varrer e coletar os registros gravados nos RDPs de determinada regional;
- Servidor Central: computador que recebe os dados de todos os servidores regionais e hospeda a homepage da rede de oscilografia na intranet da Chesf.
- Grupo de desenvolvimento e manutenção: setor responsável por manter e expandir a rede de oscilografia.
- Grupo de análise: setor responsável pela análise dos registros.

A principal característica da arquitetura do GERCOM é a utilização de uma rede WAN (Wide Area Network) e da rede telefônica da Chesf. A rede WAN serve para integrar os servidores, enquanto a rede telefônica permite a conexão dos RDPs aos servidores.

O GERCOM integrou os RDPs de todos os fabricantes, convertendo os arquivos de oscilografia para o formato padrão CONTRADE. A conversão para o formato CONTRADE permitiu que os registros de eventos capturados em qualquer software fossem visualizados, independente do oscilógrafo que o gerou. Essa integração proporcionou acesso aos dados de oscilografia de forma instantânea e maior precisão e rapidez na análise, pois a nova rede permite acesso aos RDPs através de qualquer computador da rede Chesf.

Apesar das vantagens apresentadas, verificou-se, como o passar do tempo, que o GERCOM não mais suportava a grande quantidade de RDPs instalados no sistema elétrico da Chesf desde a sua implantação, pois ocorriam problemas de congestionamento da rede WAN. Em 2007, a Chesf investiu novamente na modernização do sistema de gestão de oscilografia, substituindo o GERCOM pelo SIGRO (Sistema de Gerenciamento da Rede de Oscilografia), cuja arquitetura é mostrada na Figura 4.3. [22]

Observando a arquitetura do SIGRO, nota-se que não é mais utilizada a rede telefônica para comunicação dos registros de oscilografia. Foram criadas, nas subestações, redes LAN (Local Area Network), que se comunicam com a rede WAN da Chesf, disponibilizando os dados aos servidores e também na intranet da empresa. Outra grande diferença em relação ao sistema anterior é a utilização de concentradores que fazem varredura nos RDPs em busca de registros de ocorrências no sistema elétrico e enviam os dados à rede WAN.

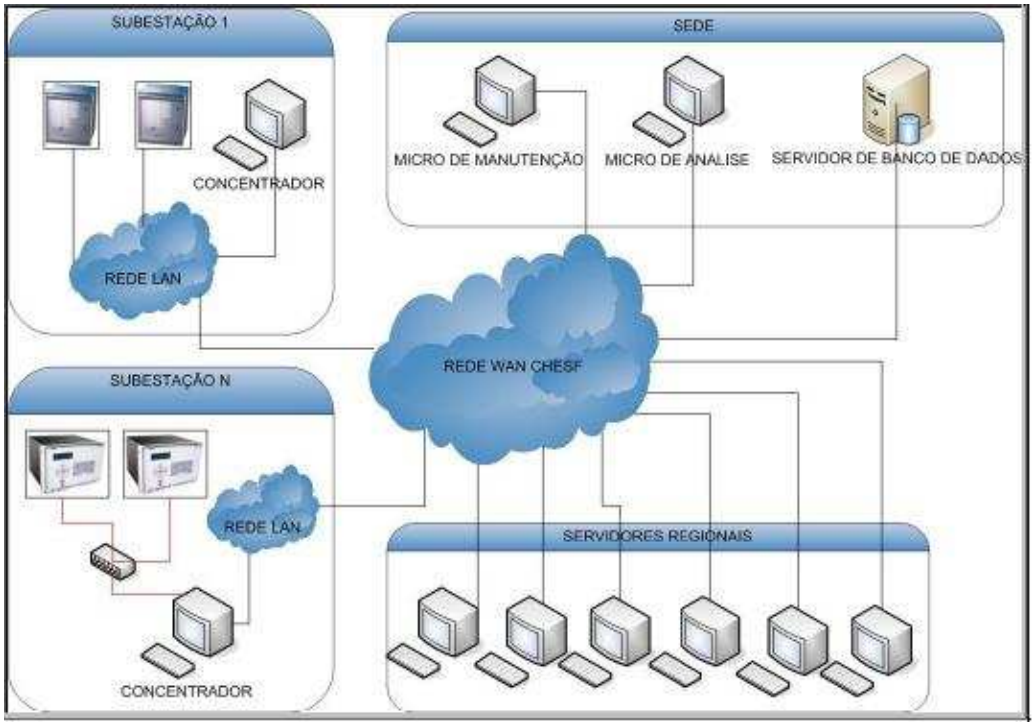

Figura 4.3 – Arquitetura atual do Sistema SIGRO [22]

4.5 - OSCILÓGRAFO DO REATOR 05E4

Na Figura 4.4 é apresenta a vista frontal e traseira do RDP, fabricação Siemens, tipo SIMEAS R, modelo 7KE6000.

Teste, travamento, partida manual
Liga/Desliga
LEDs
Parâmetros locais
Entradas e saídas de sinalização
Conexão de alimentação
Transmissão remota de dados integrada, por ex. modem, ISDN ou LAN
Canais analógico e binário
Interfaces p/ impressora e modem externo

Figura 4.4 – RDP SIMEAS R, modelo 7KE6000 [25]

Este oscilógrafo está instalado no painel 5UA1D-2 da cabana de 500 kV, recebendo sinal das correntes fornecidas ao reator, através dos 3 (três) transformadores de corrente, 95E4-2, ligados em estrela, conforme mostrado no diagrama trifilar simplificado da Figura 4.5.

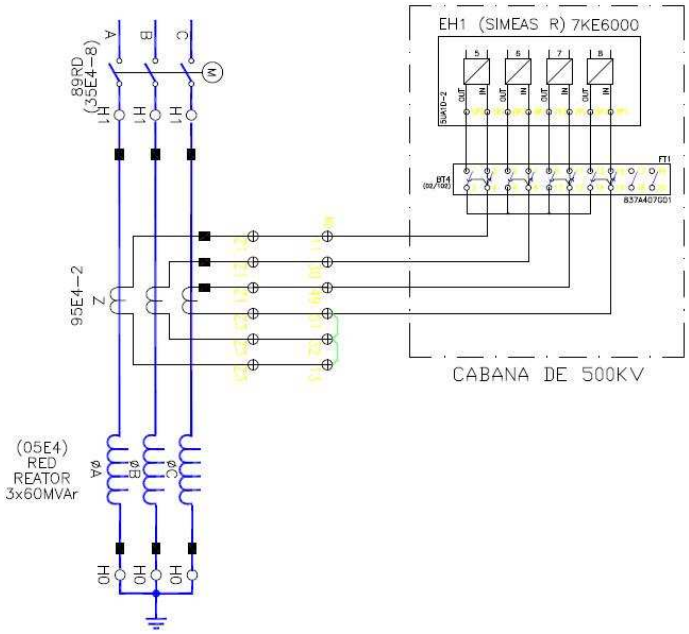

Figura 4.5 – Diagrama trifilar simplificado do reator com o oscilógrafo [6]

O RDP dispara o registro de eventos logo que ocorre alteração nas quantidades medidas. Os registros são arquivados com data e hora com resolução de 1µs.

O Simeas R conta com um histórico de pré-evento, também denominado registro de pré-falta, que permite este equipamento manter armazenados registros dos dados antes mesmo da ocorrência de uma falta no sistema elétrico. Para que isso seja possível, a memória do oscilógrafo deve armazenas dados de no mínimo dois ciclos antes da falta, os quais são atualizados constantemente. Isto evita que um atraso entre a ocorrência da falta e o início da gravação leve a um registro incompleto. Existe também uma memória para histórico pós-evento, também denominado registro pós-falta, que pode armazenar vários segundos, dando tempo suficiente para que a atuação das proteções elimine a falta [25]. No oscilógrafo comissionado para o 05E4, o tempo de pré-falta foi parametrizado para 200ms e o registro pós-falta foi configurado para um tempo mínimo de 200ms e máximo de 2000ms.

Os dados de oscilografia coletados pelo concentrador da subestação são disponibilizados reportados para o sistema SIGRO e na intranet da Chesf para acesso pelos usuários.

4.5.1 – ESTRUTURA BÁSICA DO SIMEAS R

O Simeas R consiste basicamente de uma CPU (Unidade Central de Processamento), barramento de comunicação e cinco entradas para placas DAUs (Unidades de Aquisição de

Dados). Na Figura 4.6 é apresentado o diagrama de blocos do oscilógrafo Simeas R, fabricação Siemens.

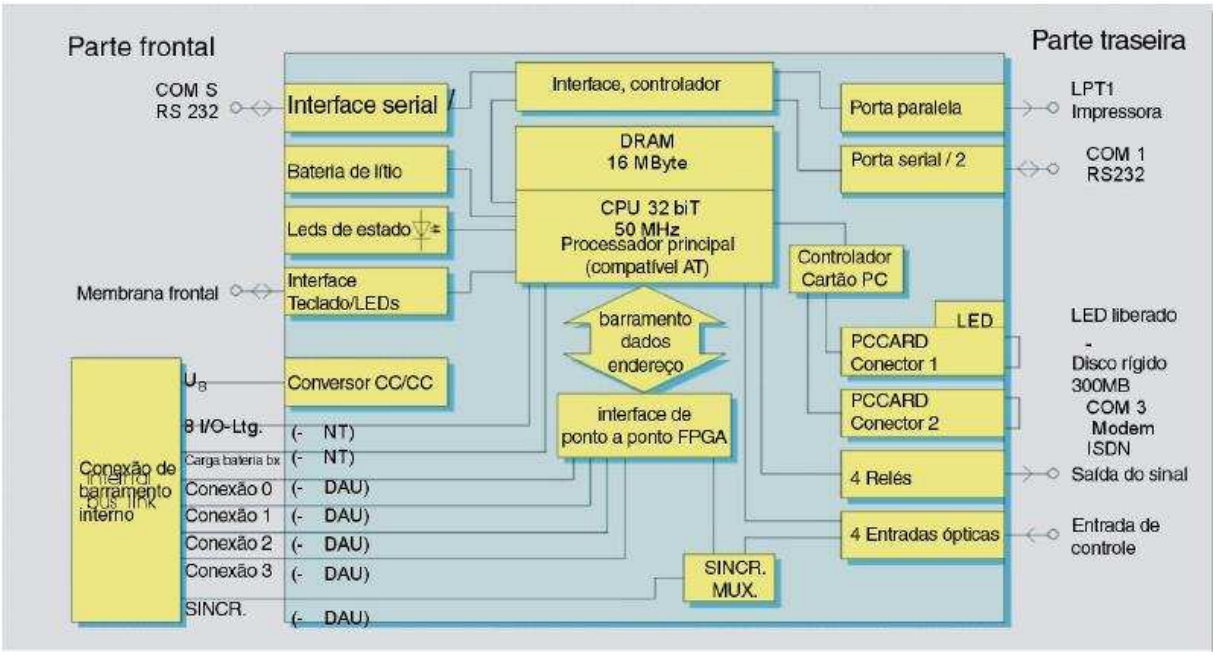

Figura 4.6 – Diagrama de blocos do SIMEAS R [25]

A CPU com processador de 32 bits é o elemento central do equipamento e tem a função de controlar a sincronização e permitir a parametrização e consulta de dados de cada DAU via um barramento local.

O oscilógrafo possui um sistema de armazenamento de massa para o sistema operacional e registro das faltas. Durante a parametrização, devem ser definidas pelo usuário áreas na memória para o programa, memória principal e registradores de faltas, potência, frequência, valor médio e binário. Desta forma, a memória pode ser utilizada de acordo com a necessidade de projeto, ou seja, se determinada função do RDP não for ser utilizada, isso representa um espaço livre que pode ser alocado com outra finalidade.

Na Figura 4.6 também se observa um controlador operando as interfaces seriais COM 1, que permite comunicação com um modem externo, a porta RS 232, que permite a comunicação com um notebook local utilizado para parametrização e coleta de dados do equipamento, e uma porta paralela para com uma impressora. Existe ainda um módulo e controle ligado às interfaces PCCard do Conector 0 e Conector 1. O conector 0 serve de entrada para uma placa de expansão de memória de massa e o conector 1 para uma placa de interface de comunicação. O oscilógrafo também dispõe de porta de comunicação conexão LAN Ethernet.

4.5.2 – UNIDADES DE AQUISIÇÃO E CONDICIONAMENTO DO SINAL

O condicionamento do sinal tem as funções de ajustar o sinal que chega ao oscilógrafo nas faixas de medição interna do SIMEAR R, isolar os circuitos de entrada de potencial no equipamento, evitando tensões de contato perigosas, interação mútua e curto-circuito dos circuitos de medição. Além disso, evita que o equipamento sofra e emita sinais de interferência eletromagnética.

O Simear R possui vários tipos de DAU e cada uma tem sistema de condicionamento de sinal, conversor analógico digital e processamento digital secundário. Os tipos de DAU são: BDAU (sinais binários), CDAU (para corrente alternada), DDAU (para tensão contínua), VCDAU (para corrente e tensão alternada) e VDAU (para tensão alternada). [25]

As unidades de condicionamento das placas VDAU, VCDAU e CDAU utilizam transformadores de corrente indutivos. Para medição de tensão, produz-se uma corrente proporcional à tensão através de uma resistência em série suficientemente grande, conforme ilustrado no circuito mostrado na Figura 4.7.

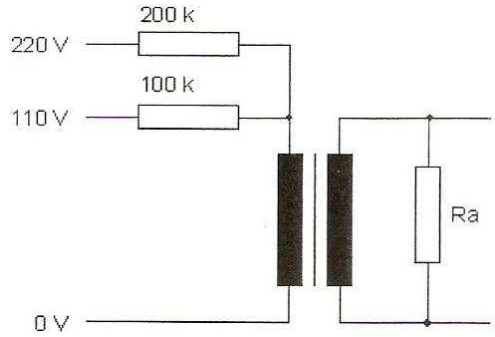

Figura 4.7 – Circuito de condicionamento de sinal de tensão alternada [25]

Utiliza-se o circuito da figura 4.7 devido à resposta em frequência comparativamente fraca dos transformadores de tensão, que operam com uma faixa de freqüência menor do que transformadores de corrente. Além disso, deve ser selecionada a entrada de tensão adequada. A entrada de 110 V é adequada para tensões até 200 Vrms e a de 220 V para tensões até 400 Vrms. O resistor de Ra fecha o circuito do secundário do transformador de corrente e sua tensão é o sinal de saída condicionado.

Já para o condicionamento dos sinais de corrente, é utilizado o circuito mostrado na Figura 4.8.

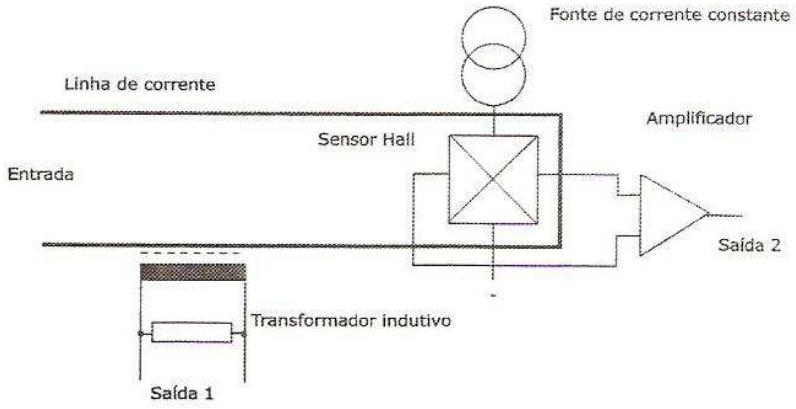

Figura 4.8 – Circuito para condicionamento de sinais de corrente alternada [25]

Ao contrário do transformador indutivo, que é qualificado para correntes alternadas, o sensor de efeito Hall fornece uma tensão de saída proporcional à entrada mesmo que esta seja um sinal contínuo. Isto é importante para registro de correntes de curto-circuito, que apresentam uma componente cc transitória. Assim, o circuito da Figura 4.8 fornece ao oscilógrafo as duas saídas e o processador de sinais determina qual saída deverá ser utilizada num processamento adicional.

Também é feito o condicionamento do sinal para tensão e corrente contínua da placa DDAU utilizando o circuito da Figura 4.9.

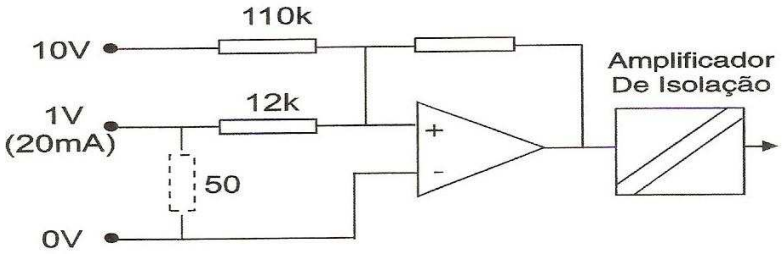

Figura 4.9 – Circuito de condicionamento para tensão e corrente contínua [25]

O módulo DDAU possui oito canais analógicos de entrada. Cada canal tem um amplificador CC de isolação como o da Figura 4.9 para condicionamento de sinal. O circuito possui duas entradas: uma para medições na faixa ±1V e outra para ±10V. Um resistor de 50Ω, opcionalmente usado na unidade ou montado externamente, utiliza a faixa ±20 A.

Cada DAU possui 16 entradas de estado para aquisição de sinal binário e a BDAU, que não possui entradas analógicas, tem 32 destas entradas. Os sinais binários que chegam ao SIMEAS R são tratados pelo circuito de condicionamento da Figura 4.10.

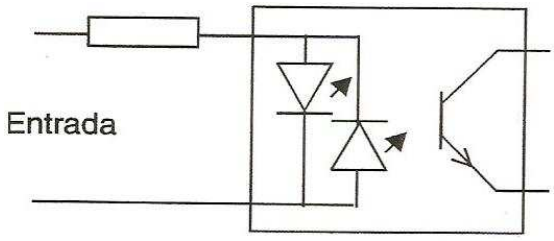

Figura 4.10 – Circuito de Condicionamento de Sinal para entradas Binárias [25]

O circuito utiliza acopladores óticos bipolares e, ajustando o valor do resistor de entrada, uma das quatro faixas de operação mostradas na Tabela 4.1 é ajustada na entrada binária.

Tabela 4.1 – Faixas de tensão das entradas binárias [25]

Tensão de entrada	Nível Baixo	Nível Alto	Nível contínuo máximo sem falhas	Resistor série
24 V	12 V	18 V	110 V	7k5/0,6 W
48 a 60 V	24 V	36 V	220 V	15k/1 W
110 A 125 V	48 V	75 V	220 V	33k/0.6 W
220 V	96 V	165 V	300 V	75k/0.6 W

4.5.3 – AMOSTRAGEM E CONVERSÃO ANALÓGICA/DIGITAL

As grandezas analógicas medidas são amostradas e convertidos em valores digitais com resolução de 16 bits, ou seja, 65536 valores possíveis e são feitas 256 medições por ciclo. Ao invés de armazenar todos os valores amostrados na memória, o oscilógrafo realiza uma FFT (Transformada rápida de Fourier), que associa à freqüência fundamental e a cada harmônica significativa um número para a parte real e outro para a parte imaginária. Harmônica significativa é aquela cuja amplitude tem no mínimo um milésimo do valor eficaz da fundamental. O resultado da FFT é salvo na memória, o que representa uma utilização mais eficiente da memória do equipamento e velocidade de transmissão dos dados. [25]

A Figura 4.11 mostra a relação entre o número de harmônicas utilizadas e a redução percentual de dados obtida. A partir da 63ª harmônica, a compressão é interrompida e o volume de dados obtidos após a FFT é maior que o volume de dados original. Entretanto, a utilização de harmônicas dessa ordem só ocorre se o sinal medido incluir alterações abruptas, pois estes têm maior conteúdo harmônico. [25]

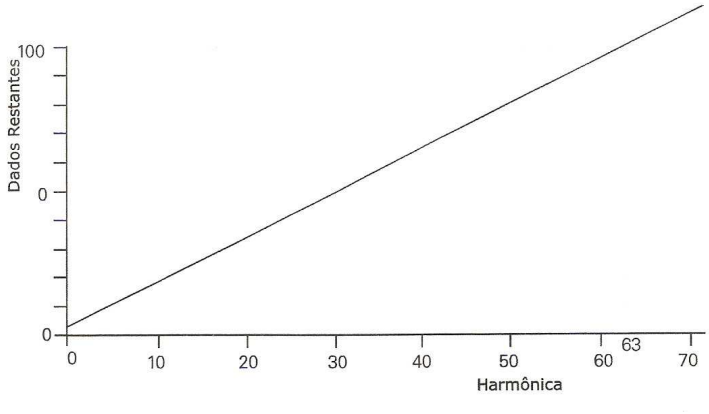

Figura 4.11 – Compressão de dados em função do número de harmônicas [25]

4.5.4 – CÁLCULO DAS QUANTIDADES DERIVADAS

As quantidades derivadas são calculadas a partir dos dados obtidos pela FFT dos sinais de entrada. O processador do SIMEAS R pode executar 33 milhões de operações de ponto flutuante por segundo. [25]

O valor da raiz quadrada média da tensão é calculado utilizando 256 pontos de amostragem por ciclo ou, em caso de disparo, 128 pontos de um meio-ciclo utilizando a equação 4.1

$$U_{rms} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{1}^{n} u_v^2} \tag{4.1}$$

Onde:

n: Quantidade de harmônicos utilizados

u_v: Valor eficaz de cada harmônico de tensão

A corrente é calculada utilizando a equação 4.2, que é análoga à equação 4.1

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{1}^{n} i_v^2} \tag{4.2}$$

Onde:

n: Quantidade de harmônicos utilizados

u_v: Valor eficaz de cada harmônico de corrente

A potência ativa é calculada utilizando a parte real e a parte imaginária dos coeficientes de Fourier dos 16 primeiros harmônicos pela equação 4.3.

$$P = \sum_{n=1}^{16} ((U_{re,n} I_{re,n}) + (U_{im,n} I_{im,n})) \tag{4.3}$$

Onde:

$U_{re,n}$: Coeficiente real do enésimo harmônico de tensão

$U_{im,n}$: Coeficiente imaginário do enésimo harmônico de tensão

$I_{re,n}$: Coeficiente real do enésimo harmônico de corrente

$I_{im,n}$: Coeficiente imaginário do enésimo harmônico de corrente

Utilizando as mesmas variáveis da equação 4.3, chega-se à equação 4.4 para calcular a potência reativa.

$$P = \sum_{n=1}^{16} ((U_{re,n} I_{im,n}) + (U_{im,n} I_{im,n})) \tag{4.4}$$

A potência aparente é calculada pelo produto dos valores eficazes de tensão e corrente, mostrado na equação 4.5.

$$| S | = U_{rms} I_{rms} \tag{4.5}$$

O fator de potência é calculado pela equação 4.6 utilizando os valores das equações 4.4 e 4.5.

$$FP = \cos \varphi_1 = \frac{P}{S} \tag{4.6}$$

Onde:

φ_1: Ângulo de defasagem da tensão e da corrente

O oscilógrafo também calcula o valor dos fasores do sistema de sequência negativa das tensões de linha à terra utilizando as equação 4.7, 4.8 e 4.9.

$$U_{neg} = \sqrt{A^2 + B^2} \tag{4.7}$$

Os valores A e B são, respectivamente, as partes real e imaginária da componente de sequência negativa obtidas utilizando as equações de Fortescue [6] para análise de sistemas trifásicos desequilibradas, cujo desenvolvimento toma como base as equações 4.8 e 4.9.

$$A = (V_{an} + V_{bn} \cos(\varphi_b - 120^o) + V_{cn} \cos(\varphi_c + 120^o)) / 3 \tag{4.8}$$

$$B = (V_{bn} \, sen(\varphi_b - 120^o) + V_{cn} \, sen(\varphi_c + 120^o)) / 3 \tag{4.9}$$

Onde:

V_{an}: Módulo da tensão da fase a em relação à terra, referência angular do sistema

V_{bn}: Módulo da tensão da fase b em relação à terra

V_{cn}: Módulo da tensão da fase c em relação à terra

φ_b: Ângulo de fase de V_{bn}

φ_c: Ângulo de fase de V_{cn}

Pela equação 4.10 é calculado o valor dos fasores do sistema de seqüência negativa das tensões de linha a linha.

$$U_{neg,LL} = U\sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \tag{4.10}$$

Onde:

U: Tensão de sequência positiva da tensão linha a linha

β: Grau de desequilíbrio do sistema, calculado pela equação 4.11

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \tag{4.11}$$

Onde:

V_{ab}: Módulo da tensão entras as fases a e b

V_{bc}: Módulo da tensão entras as fases b e c

V_{ca}: Módulo da tensão entras as fases c e a

Utilizando novamente as equações de Fortescue, chega-se à equação 4.12 para calcular o valor das fasores do sistema de Sequência positiva das tensões de linha a linha

$$U_{pos,LL} = \sqrt{6(U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4) - 2(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \tag{4.12}$$

A taxas de distorção harmônica ponderada e não ponderada são calculadas pelas equações 4.13 e 4.14, respectivamente.

$$TDH_p = \frac{\sqrt{\frac{1}{M}\sum_{n=2}^{M} n^2 x_n^2}}{x_{n=1}} \tag{4.13}$$

$$TDH_{np} = \frac{\sqrt{\frac{1}{M}\sum_{n=2}^{M} x_n^2}}{\sqrt{\frac{1}{M}\sum_{n=1}^{M} x_n^2}} \tag{4.14}$$

Onde:

x: Valor eficaz do harmônico de tensão ou corrente

n: ordem do harmônico

M: número de harmônicas, 40 conforme padrão

4.5.5 – DISPAROS

As grandezas medidas e calculadas são constantemente monitoradas. O disparo que inicia a gravação ocorre quando há violação dos valores limites parametrizados ou alteração abrupta de alguma das grandezas.

A Figura 4.12 mostra uma grandeza genérica sendo monitorada. As faixas limite têm uma histerese de 2%, isto é, o disparo não ocorre quando o valor limite é atingido e sim quando ele é superado em 2%. Além disso, o monitoramente de grandezas não periódicas leva em conta o sinal da quantidade medida e não o seu valor absoluto. Por exemplo, um limite mínimo for parametrizado para -50 V, o disparo ocorrerá quando atingir -51 V, devido à histerese da parametrização. [25]

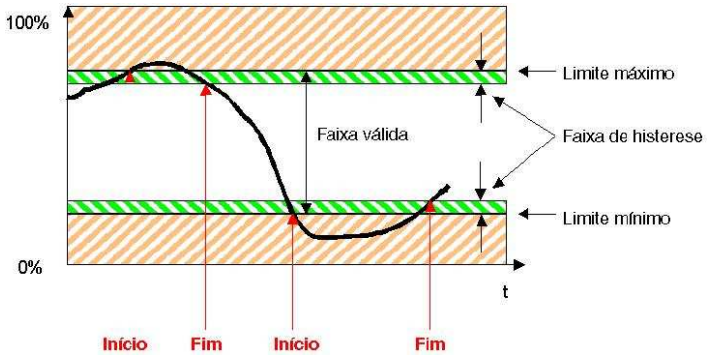

Figura 4.12 – Faixas de operação de disparos por violação de valor mínimo e máximo [25]

Caso a grandeza monitorada seja periódica, o SIMEAS R utiliza o valor eficaz do sinal. A Figura 4.13 mostra uma grandeza alternada sendo monitorada e o valor eficaz da curva é representado pelos retângulos hachurados.

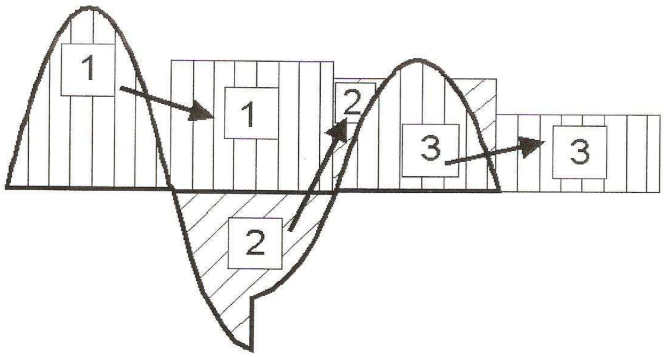

Figura 4.13 – Valore de raiz quadrada média de uma grandeza periódica monitorada [25]

O oscilógrafo inicia a análise calculando o valor eficaz utilizando apenas o meio-ciclo marcado com o número 1 e calcula seu valor eficaz, representado pelo retângulo número 1. Ao final do meio-ciclo 2, onde ocorreu uma variação anormal da grandeza, o SIMEAS R re-

faz o cálculo, agora com a onda completa, obtendo o valor eficaz representado pelo retângulo 2. Observando os retângulos 1 e 2, percebe-se que houve uma redução do valor eficaz calculado. Se esta redução ultrapassar o limite parametrizado em 2%, têm início o registro da forma de onda. Apesar de o disparo ocorrer após a perturbação, esta será registrada, pois o oscilógrafo dispõe de um histórico pré-evento.

Outra situação possível é o disparo do SIMEAS R para variações abruptas da grandeza medida. Embora existam limites máximos e mínimos parametrizados, espera-se que o valor eficaz do sinal mantenha-se estável ao longo do tempo e, por isso, o disparo em caso de variação brusca ocorre mesmo que os limites não sejam ultrapassados.

Para as medições de freqüência e potência, utiliza-se um critério de disparo baseado no gradiente $\Delta M/\Delta t$ da grandeza. Na Figura 4.14 é mostrada uma alteração da freqüência do sistema no tempo.

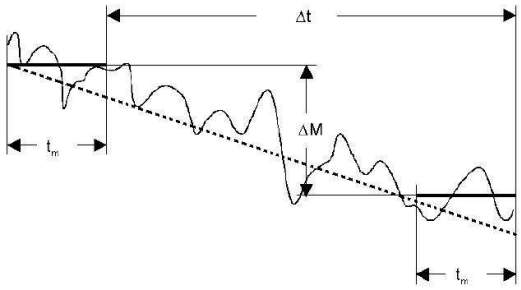

Figura 4.14 – Alteração de freqüência do sistema [25]

Uma diferença ΔM no valor médio da freqüência ao longo de um tempo Δt fornece o gradiente da variação, mostrado na Figura 4.14 pela linha pontilhada. As quantidades t_m e Δt podem ser parametrizadas, ajustando a gradiente máximo permitido.

A Equação 4.11 calcula o grau de desequilíbrio do sistema. Também é parametrizado um grau de desequilíbrio a partir do qual ocorre o disparo.

O oscilógrafo tem uma entrada de tensão para disparo externo que registra os dados do sistema enquanto por no máximo de 10 segundos.

A oscilografia também é disparada pela alteração do estado da alguma das entradas binárias do SIMEAS R. Essas entradas binárias são utilizadas para monitorar o estado de equipamentos no pátio da subestação, como disjuntores e chaves seccionadoras.

Como última forma de disparo, todas as formas anteriormente explicadas podem ser combinadas por operações lógicas AND que, quando verdadeira, dão início ao registro.

4.6 – O SOFTWARE OSCOP

Todo RDP vem com um conjunto de softwares que realizam quatro funções específicas: parametrização, transmissão dos dados, análise dos registros e conversão para o formato COMTRADE. O SIMEAS R dispõe de seis programas com estas finalidades. [25]

A função de parametrização utiliza os softwares Parametrize PC e Parametrize Device. O primeiro realiza as funções de configuração relacionadas ao computador de análise, que recebe informações sobre os dispositivos aos quais deve se comunicar, o meio de comunicação, modo de transferência de dados, etc. Em suma, o Parametrize PC lista e registra os oscilógrafos aos quais o computador tem acesso. O programa Parametrize Device carrega no SIMEAS R as informações relacionadas ao funcionamento do RDP, tais como: valores de disparo, tipo de disparo, nome a ativação dos canais, tempo dos registros pré e pós-falta, relações dos TCs e TPs e os parâmetros do dispositivo supervisionado, que, neste caso, é o reator de barra 05E4.

O módulo Transmit possibilita a transferência de dados e eventos registrados no oscilógrafo. As Figuras 4.15 a 4.20 mostram um passo a passo do processo de coleta de dados de oscilografia realizado no 05E4 alguns dias após sua energização.

Na Figura 4.15 é mostrada a primeira tela do Transmit. O primeiro passo é selecionar a opção *Manual mode* do menu *transfer*.

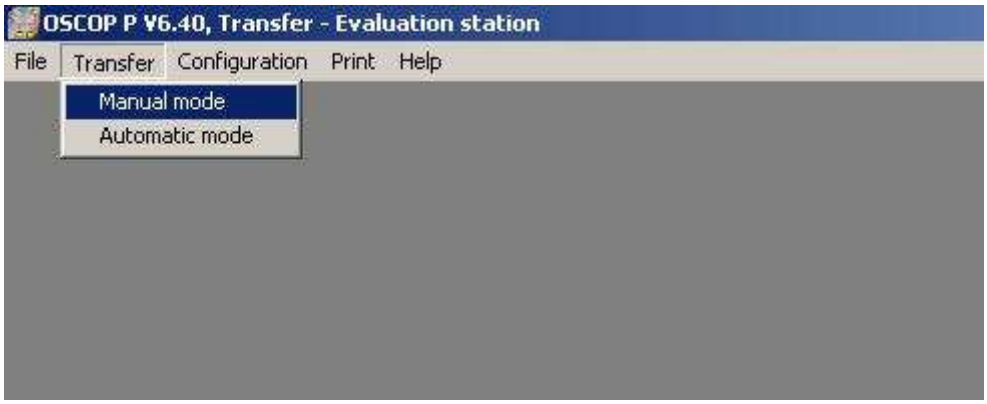

Figura 4.15 – Primeira tele do Oscop Transmit [6]

Em seguida, o programa mostra a listagem de oscilógrafos disponíveis na rede e foi selecionado o dispositivo número 36, descrito como FZD RE 05E4, como mostra a Figura 4.16.

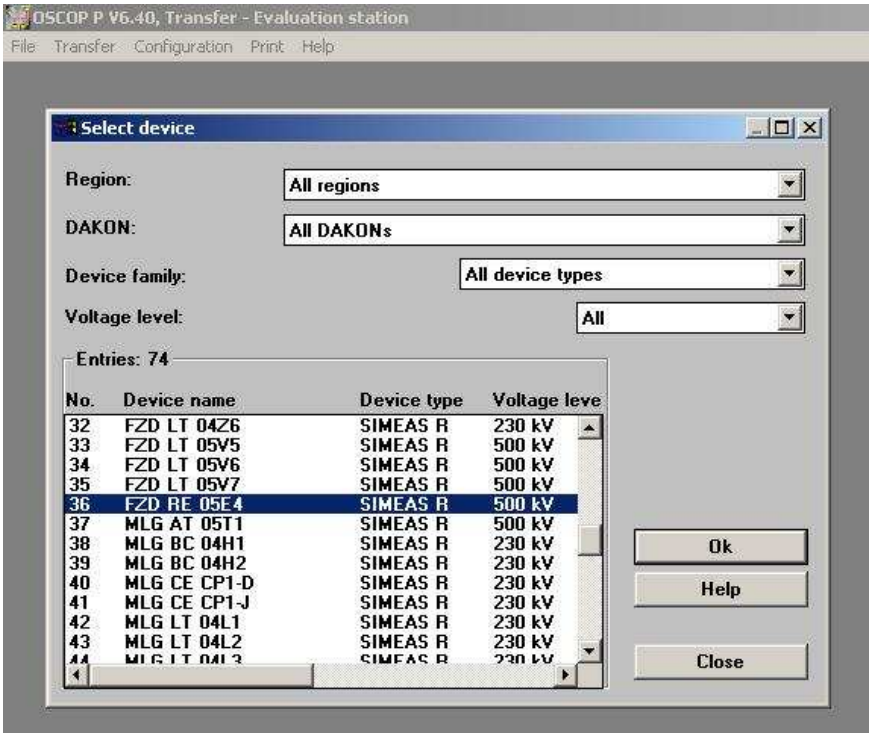
OSCOP P V6.40, Transfer - Evaluation station
File Transfer Configuration Print Help
Select device
Region:
All regions
DAKON:
All DAKONs
Device family:
All device types
Voltage level:
All
Entries: 74
No. Device name Device type Voltage leve
32 FZD LT 04Z6 SIMEAS R 230 kV
33 FZD LT 05V5 SIMEAS R 500 kV
34 FZD LT 05V6 SIMEAS R 500 kV
35 FZD LT 05V7 SIMEAS R 500 kV
36 FZD RE 05E4 SIMEAS R 500 kV
37 MLG AT 05T1 SIMEAS R 500 kV
38 MLG BC 04H1 SIMEAS R 230 kV
39 MLG BC 04H2 SIMEAS R 230 kV
40 MLG CE CP1-D SIMEAS R 230 kV
41 MLG CE CP1-J SIMEAS R 230 kV
42 MLG LT 04L1 SIMEAS R 230 kV
43 MLG LT 04L2 SIMEAS R 230 kV
Ok
Help
Close

Figura 4.16 – Seleção dispositivo a ser acessado [6]

Na tela seguinte, vista na Figura 4.17, seleciona-se o tipo de oscilografia, de acordo com a grandeza desejada. Estão disponíveis correntes, tensões, potência e freqüência. A caixa *Statistics fault writers* informa que não houve registro de oscilografia disparada por potência, mas existe um registro de tensão e corrente datado de 13/08/2010 às 08:10:24.

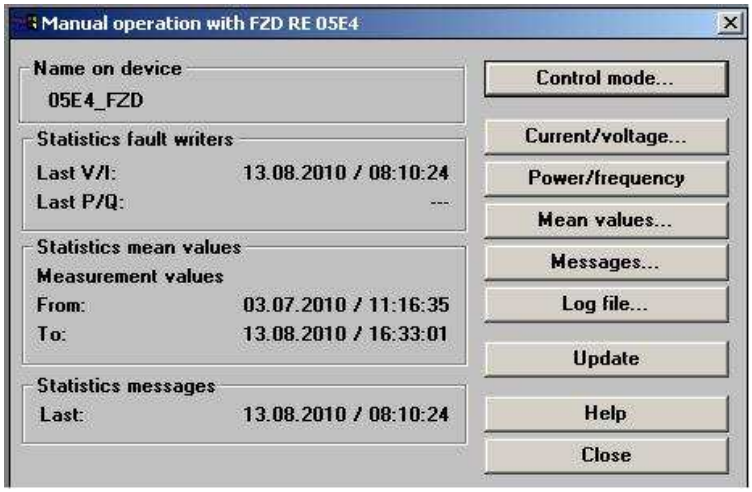

Figura 4.17 – Seleção do tipo de oscilografia desejada [6]

A próxima tela, mostrada na Figura 4.18, mostra a lista de registros disponíveis. Foi selecionado o registro 161, iniciado pela alteração de estado da entrada binária associada ao disjuntor 14E4 do reator.

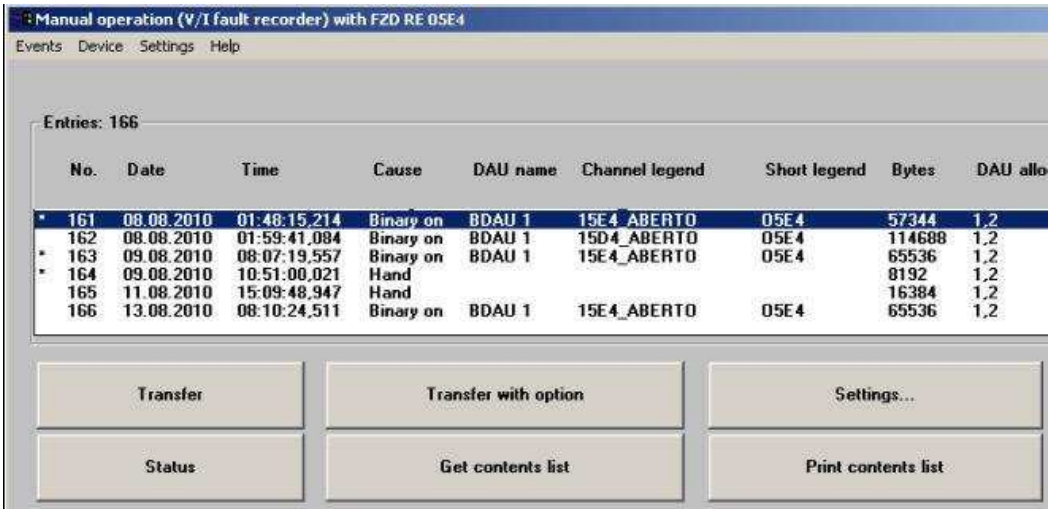
Manual operation (V/I fault recorder) with FZD RE 05E4
Events Device Settings Help
Entries: 166
No. Date Time Cause DAU name Channel legend Short legend Bytes DAU allo
161 08.08.2010 01:48:15,214 Binary on BDAU 1 15E4_ABERTO 05E4 57344 1,2
162 08.08.2010 01:59:41,084 Binary on BDAU 1 15D4_ABERTO 05E4 114688 1,2
163 09.08.2010 08:07:19,557 Binary on BDAU 1 15E4_ABERTO 05E4 65536 1,2
164 09.08.2010 10:51:00,021 Hand 8192 1,2
165 11.08.2010 15:09:48,947 Hand 16384 1,2
166 13.08.2010 08:10:24,511 Binary on BDAU 1 15E4_ABERTO 05E4 65536 1,2
Transfer
Transfer with option
Settings...
Status
Get contents list
Print contents list

Figura 4.18 – Seleção da oscilografia desejada [6]

Neste momento, o usuário pode clicar no botão *Transfer* para salva o registro ou, clicando em *Transfer with option*, o arquivo é transferido e é aberto o módulo *Evaluate* do Oscop, onde os dados podem ser visualizados e analisados. Na janela do *Evaluate*, estão disponíveis todas as binárias e registros de função e corrente. A Figura 4.19 mostra a mudança de estado da entrada binária 15E4_ABERTO/05E4 que disparou a oscilografia no instante assinalado como Tr (Trigger).

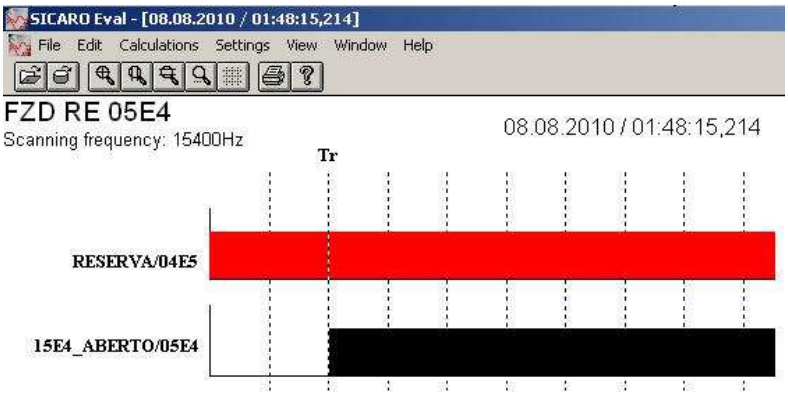

Figura 4.19 – Alteração de estado na entrada binária 15E4_ABERTO/05E4 que disparou a oscilografia [6]

Na mesma janela também estão disponíveis as medidas analógicas. A Figura 4.20 mostra a forma de onda na fase A do reator. O módulo *Evaluate* permite que o registro seja analisado detalhadamente. Escolhendo um ponto C1, o programa calcula amplitude, valor eficaz e ângulo de fase da corrente.

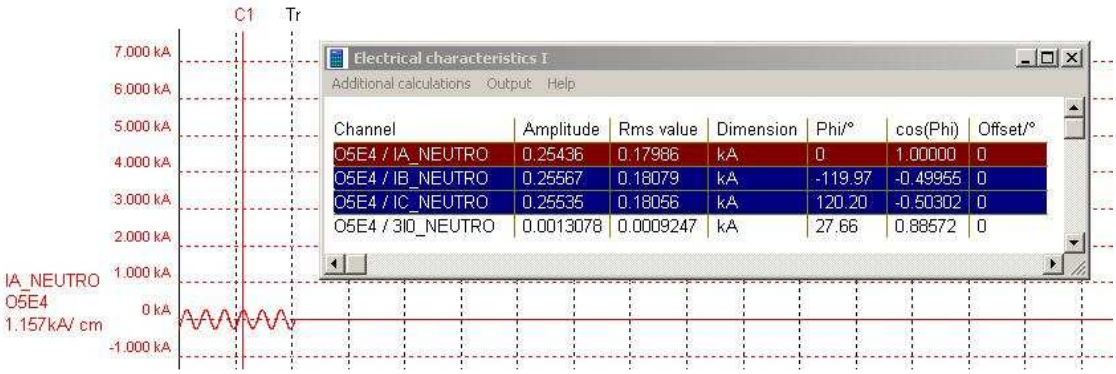
C1
Tr
7.000 kA
6.000 kA
5.000 kA
4.000 kA
3.000 kA
2.000 kA
1.000 kA
0 kA
-1.000 kA
IA_NEUTRO
O5E4
1.157kA/ cm
Electrical characteristics I
Additional calculations
Output
Help
Channel | Amplitude | Rms value | Dimension | Phi/° | cos(Phi) | Offset/°
O5E4 / IA_NEUTRO | 0.25436 | 0.17986 | kA | 0 | 1.00000 | 0
O5E4 / IB_NEUTRO | 0.25567 | 0.18079 | kA | -119.97 | -0.49955 | 0
O5E4 / IC_NEUTRO | 0.25535 | 0.18056 | kA | 120.20 | -0.50302 | 0
O5E4 / 3I0_NEUTRO | 0.0013078 | 0.0009247 | kA | 27.66 | 0.88572 | 0

Figura 4.20 – Forma de onda na fase A do reator 05E4 [6]

O último módulo do oscop é o *Diagnosis*, responsável pela localização de faltas em linhas de transmissão.

4.7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A aplicação de oscilógrafos em sistemas elétricos de potência é essencial para uma análise adequada suas faltas. Ela permite que as empresas distribuidoras e transmissoras de energia gerenciem seus sistemas de forma eficiente e atendam seus clientes com o mínimo de penalidade causada pela parcela variável.

No reator de barra 05E4, a necessidade de um registrador de faltas se justifica pelo papel que este equipamento tem na regulação da tensão do barramento de 500 kV da subestação Fortaleza II.

Para que o registrador de faltas pudesse ser adequadamente instalado, foi necessário um trabalho conjunto do fabricante Siemens com um grupo de engenheiros e técnicos da Chesf. Analisando a instalação do novo reator de barra de um ponto de vista acadêmico, este momento serviu para mostrar o caráter multidisciplinar do comissionamento, pois foram necessários conhecimentos em redes de computadores, proteção de sistemas de potência e operação do sistema.

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÕES DE CHAVEAMENTO DO REATOR DE BARRA

5.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A simulação computacional é uma ferramenta poderosa na análise de sistemas elétricos de potência. Utilizando modelos matemáticos dos componentes de um sistema elétrico, é possível prever, com uma margem de erro aceitável, seu comportamento em dada situação, projetar sua expansão e contingências. Em linhas gerais, os programas e modelos utilizados para simular a operação de um sistema elétrico têm duas aplicações: analise em estado permanente ou estudo do seu comportamento transitório.

Neste capítulo são apresentados resultados de simulações realizadas a partir de uma versão *Trial* do programa PSCAD® para simular o transiente eletromagnético verificado no reator de barra 05E4 quando este é inserido e retirado de um barramento de 500 kV. Também será verificado o impacto deste chaveamento na tensão da barra utilizando uma versão adaptada do sistema teste IEEE 14 barras.

5.2 – O SISTEMA TESTE IEEE 14 BARRAS

O sistema-teste IEEE 14 barras, visto na figura 5.1, representa uma porção da rede de transmissão americana em 1962.

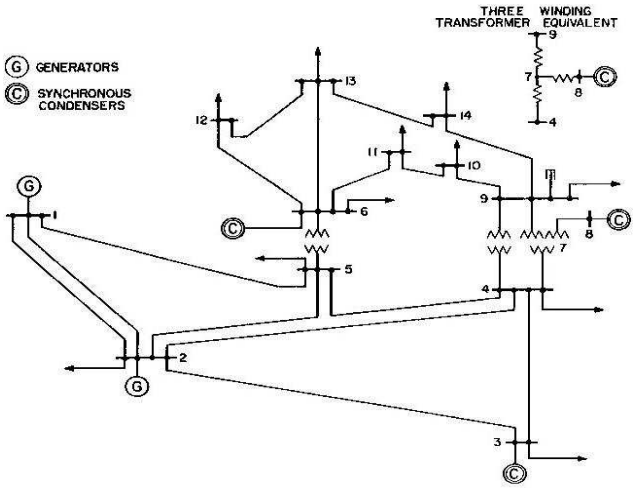

Figura 5.1 – Sistema-teste IEEE 14 barras [26]

Ele é composto por 14 barramentos e cinco máquinas, sendo que 3 são compensadores síncronos. As tabelas 5.1 e 5.2 mostram, respectivamente, os dados de linha e os dados de Barra do sistema. [26]

Tabela 5.1 – Dados de Linha do IEEE 14 barras [26]

Número da linha	Barra Inicial	Barra Terminal	Impedância Série		Admitância Parelela	
			R [pu]	X [pu]	G [pu]	B [pu]
1	1	2	0,01938	0,05917	0	0,0528
2	1	5	0,05403	0,22304	0	0,0492
3	2	3	0,04699	0,19797	0	0,0438
4	2	4	0,05811	0,17632	0	0,0374
5	2	5	0,05695	0,17388	0	0,0340
6	3	4	0,06701	0,17103	0	0,0346
7	4	5	0,01335	0,04211	0	0,0128
8	4	7	0,00000	0,20912	0	0
9	4	9	0,00000	0,55618	0	0
10	5	6	0,00000	0,25202	0	0
11	6	11	0,09498	0,19890	0	0
12	6	12	0,12291	0,25581	0	0
13	6	13	0,06615	0,13027	0	0
14	7	8	0,00000	0,17615	0	0
15	7	9	0,00000	0,11001	0	0
16	9	10	0,03181	0,08450	0	0
17	9	14	0,12711	0,27038	0	0
18	10	11	0,08205	0,19207	0	0
19	12	13	0,22092	0,19988	0	0
20	13	14	0,17093	0,34802	0	0

Tabela 5.2 – Dados de Barra do IEEE 14 barras [26]

Numero da Barra	Tipo de Barra	Vfinal (pu)	Ângulo final (graus)	Carga (MW)	Carga (MVAR)	Geração (MW)	Geração (MVAR)
1	SWING	1.060	0.0	0.0	0.0	232.4	-16.9
2	PV	1.045	-4.98	21.7	12.7	40.0	42.4
3	PV	1.010	-12.72	94.2	19.0	0.0	23.4
4	PQ	1.019	-10.33	47.8	-3.9	0.0	0.0
5	PQ	1.020	-8.78	7.6	1.6	0.0	0.0
6	PV	1.070	-14.22	11.2	7.5	0.0	12.2
7	PQ	1.062	-13.37	0.0	0.0	0.0	0.0
8	PV	1.090	-13.36	0.0	0.0	0.0	17.4
9	PQ	1.056	-14.94	29.5	16.6	0.0	0.0
10	PQ	1.051	-15.10	9.0	5.8	0.0	0.0
11	PQ	1.057	-14.79	3.5	1.8	0.0	0.0
12	PQ	1.055	-15.07	6.1	1.6	0.0	0.0

Tabela 5.2(continuação) – Dados de Barra do IEEE 14 barras [26]

13	PQ	1.050	-15.16	13.5	5.8	0.0	0.0
14	PQ	1.036	-16.04	14.9	5.0	0.0	0.0

Os transformadores do sistema original foram alterados para conter os níveis de tensão de 230 kV nas barras de 1 a 5, 69 kV na barra 8 e 500 kV nas demais. Estas alterações no sistema-teste original visam obter uma rede com os níveis de tensão da subestação Fortaleza II, onde o 05E4 está inserido, permitindo observar os transitórios de chaveamento e regulação de tensão.

Embora os níveis de tensão dos transformadores tenham sido alterados, estes foram inseridos no simulador com os mesmos valores de impedâncias do sistema original, o que não invalida as simulações, pois o objetivo é obter um sistema elétrico genérico, onde possa ser observada a regulação de tensão e os transitórios eletromagnéticos presentes no chaveamento de um reator.

5.3 – O SIMULADOR PSCAD

O simulador PSCAD é um vendido pelo *Manitoba HVDC Research Center*, grupo canadense de pesquisa criado em 1981 numa ação conjunta das empresas Manitoba Hydro, Teshmont Consultants, Federal Pioneer e Universidade de Manitoba. Embora o grupo de pesquias tenha sido criado inicialmente sem fins lucrativos, atualmente ele é uma divisão da *Manitoba Hydro Internacional*, que é a quarta maior concessionária de energia no Canadá.

Optou-se pela utilização do PSCAD para as simulações executadas neste trabalho devido à existência de uma versão *Trial* disponível com uma vasta gama de modelos de componentes utilizados em sistemas elétricos de potência.

5.3.1 – MODELOS UTILIZADOS

Para montar o sistema teste e realizar as simulações, são necessários modelos para geradores, compensadores síncronos, linhas de transmissão, cargas trifásicas e reator. A partir dos dados do sistema da tabela 5.1, que contém a resistência, reatâncias capacitiva e indutiva das linhas, estas foram introduzidas no circuito utilizando seu modelo Pi de parâmetros concentrados, mostrado na figura 5.2. Uma vez que não estão disponíveis os valores das impe-

dâncias de seqüência zero da linha, adotou-se uma aproximação destes como sendo 1,5 vezes a impedância de sequência positiva, como sugerido no manual do PSCAD [27].

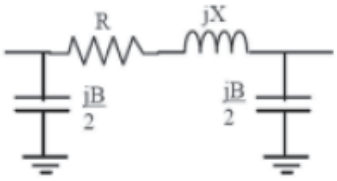

Figura 5.2 – Circuito Pi de uma Linha de Transmissão [10]

O programa dispõe de geradores trifásicos genéricos que foram utilizados para representar as máquinas ligadas nas barras 1 e 2. Os condensadores síncronos, para fins de simplificação, foram substituídos por bancos capacitivos, ou seja, cargas trifásicas capacitivas conectadas aos barramentos. A figura 5.3 mostra a visualização das fontes e cargas trifásicas no PSCAD. As cargas têm como parâmetros de entrada sua potência, tensão nominal e tipo de ligação.

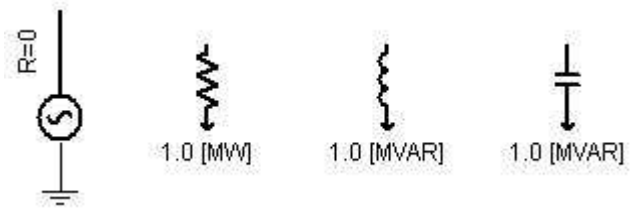

Figura 5.3 – Fontes e cargas trifásicas do PSCAD [27]

O PSCAD oferece transformadores trifásicos obtidos a partir de unidades monofásicas e também o modelo UMEC (*Unified Magnetic Equivalent Circuit)*, que é indicado, no manual do PSCAD, como mais preciso para fenômenos transitórios, pois leva em consideração a constituição do núcleo trifásico, que pode ter três ou cinco colunas [27]. A Figura 5.4 mostra a representação de um transformador UMEC no PSCAD.

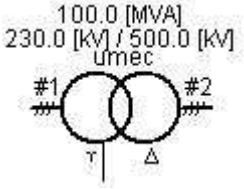

Figura 5.4 – Transformador UMEC no PSCAD [27]

Finalmente, modela-se o reator. Cada unidade monofásica do 05E4 tem uma potência nominal de 60 Mvar e tensão nominal $550/\sqrt{3}$ kV. Assim, sua indutância pode ser calculada pela equação 5.1 abaixo.

$$Q = \frac{V_n^2}{X_r} \rightarrow 60.10^6 = \frac{(550.10^3/\sqrt{3})^2}{2\pi.60.L} \rightarrow L = 4,46H \tag{5.1}$$

A resistência dos enrolamentos, rigidez dielétrica e a capacitância paralela do reator foram aferidas nos ensaios de fábrica e os resultados estão disponíveis no manual do reator [11]. Os resultados obtidos foram: 2,46 Ω para resistência do enrolamento, 3,852 nF para capacitância paralela e 13,5 MΩ para rigidez dielétrica. Assim, o reator foi modelado como o circuito que é apresentado na Figura 5.5.

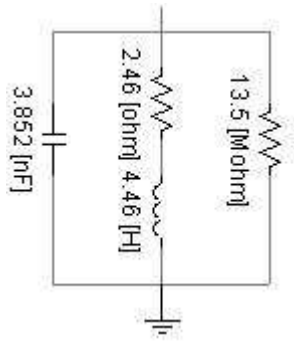

Figura 5.5 – Modelo do reator 05E4

5.4 – RESPOSTA COMPLETA PARA A CORRENTE DE ENERGIZAÇÃO

Circuitos lineares contendo resistores, capacitores e indutores, quando submetidos à uma excitação senoidal, apresentam uma resposta contendo uma componente transiente que tende a zero somada à uma componente senoidal em estado permanente [19]. Durante a energização do reator 05E4, este transiente manifesta-se na forma de uma corrente *inrush*.

Antes de mostrar os resultados simulados para a corrente *inrush*, é interessante encontrar a equação da resposta que servirá validar a forma de onda fornecida pelo PSCAD. Imaginando o reator submetido a uma tensão cuja equação genérica é dada pela equação 5.2, será obtida a resposta completa.

$$V(t) = V_m \cos(\omega t + \varphi) \tag{5.2}$$

Onde:

V_m: Valor de pico da tensão no reator

ω: Velocidade angular do sistema

φ: Fase da tensão no reator no instante da energização

A corrente total que flui para o reator é a soma das correntes nos três ramos do modelo da figura 5.5. A corrente na resistência de 13,5 MΩ e no ramo capacitivo são muito menores

do que a corrente no ramo central, podendo, portanto, ser desprezadas. Assim, aplicando a lei de Kirchhoff das tensões na malha contendo o ramo central do modelo, encontra-se a equação 5.3.

$$V_m \cos(\omega t + \varphi) = L\frac{di}{dt} + Ri \tag{5.3}$$

Onde:

L: Indutância do reator

R: Resistência dos condutores que constituem os enrolamentos do reator

i: Corrente no ramo central do modelo da Figura 5.5

Para encontrar a resposta total para a corrente, busca-se, primeiramente, sua solução homogênea, que é obtida fazendo-se o primeiro membro da equação 5.3 igual a zero. Procedendo desta forma, chega-se à equação característica 5.4 e é encontrada sua raiz.

$$Lr_1 + R = 0 \rightarrow r_1 = -\frac{R}{L} \tag{5.4}$$

Onde:

r_1: raiz da equação característica

Utilizando a raiz da equação característica, chega-se à solução homogênea mostrada na equação 5.5, que é função de uma constante que será determinada a partir da condição inicial do sistema.

$$i_h = ke^{-\frac{Rt}{L}} \tag{5.5}$$

Onde:

i_h: Componente da corrente obtida pela solução homogênea da equação 5.3

k: Constante a ser determinada a partir da condição inicial do sistema

e: número de Néper

O próximo passo é obter a resposta particular da equação diferencial utilizando o método dos coeficientes indeterminados. A resposta particular de uma E.D.O. (Equação Diferencial Ordinária) que tem como resposta uma senóide é uma combinação linear de senos e conenos mostrado da equação 5.6 [19].

$$i_p = A\cos(\omega t + \varphi) + Bsen(\omega t + \varphi) \tag{5.6}$$

Onde:

i_p: Componente da corrente obtida pela solução particular da equação 5.3

A e B: Coeficientes a serem determinados

Substituindo a equação 5.6 na equação 5.3 e comparando os termos, chega-se às equações 5.7 e 5.8.

$$RB - \omega LA = 0 \tag{5.7}$$

$$\omega LB + RA = V_m \tag{5.8}$$

Resolvendo o sistema com as equações 5.7 e 5.8, são obtidos os valores das constantes *A* e *B*, o que permite reescrever a equação da resposta particular como mostrado na equação 5.9

$$i_p = \frac{RV_m}{\omega^2 L^2}\cos(\omega t + \varphi) + \frac{\omega L V_m}{\omega^2 L^2} sen(\omega t + \varphi) \tag{5.9}$$

Neste momento, a fim de obter uma expressão mais simples, utiliza-se a identidade trigonométrica da equação 5.10

$$A\cos x + Bsenx = \sqrt{A^2 + B^2}\cos\left(x - tg^{-1}\left(\frac{B}{A}\right)\right) \tag{5.10}$$

Com isso, chega-se à equação 5.11, que mostra a resposta particular.

$$i_p = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}\cos(\omega t + \varphi - \theta) \tag{5.11}$$

Onde:

Θ: ângulo do fator de potência, obtido pelo arco-tangente da identidade trigonométrica mostrada na equação 5.10.

A corrente total é a soma das respostas homogênea e particular mostrada na equação 5.12.

$$i(t) = ke^{-\frac{Rt}{L}} + \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}\cos(\omega t + \varphi - \theta) \tag{5.12}$$

A constante *k* é determinada pela condição inicial do sistema. Sabe-se que a corrente numa indutância não pode variar instantaneamente [19], isto é, seu valor é nulo em *t=0*. Substituindo a condição inicial na equação 5.12, encontra-se *k* e a resposta final da corrente no reator é dada pela equação 5.13.

$$i(t) = \frac{-Vm\cos(\varphi - \theta)}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} e^{-\frac{Rt}{L}} + \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}\cos(\omega t + \varphi - \theta) \tag{5.13}$$

5.5 – SIMULAÇÕES DO TRANSIENTE DE ENERGIZAÇÃO

A equação 5.13 mostra um termo exponencial decrescente somado a uma resposta senoidal permanente. O valor do ângulo Θ é praticamente 90º, pois a reatância indutiva do reator é muito maior do que a resistência de seus enrolamentos. Logo, por inspeção da equação 5.13, conclui-se que o valor inicial do transiente pode ser máximo ou nulo dependendo do instante em que a energização é realizada. Para simular a corrente de *inrush* e compará-la com a equação obtida, montou-se no PSCAD o circuito da Figura 5.6 mostrada abaixo contendo o modelo do reator, uma fonte de tensão e um disjuntor, que pode ser programado para fechar num instante de tempo determinado. Este primeiro teste tem o objetivo de validar o equacionamento efetuado no item 5.3. Posteriormente, será feita uma simulação do reator inserido no sistema IEEE 14 barras.

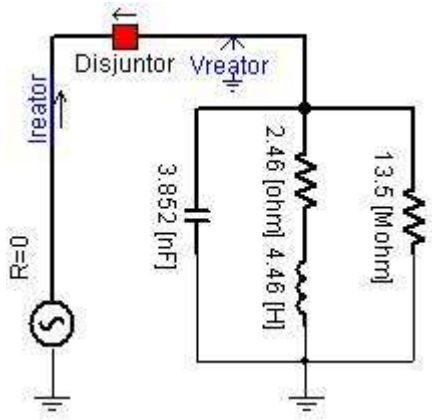

Figura 5.6 – Circuito montado para simulação do transiente de energização

Configurar o disjuntor para fechar num instante de tempo em que a tensão do reator passa pelo zero no sentido crescente equivale a energizar o reator com uma onda cossenoidal cuja fase é -90º. Substituindo os valores de fase, ângulo de fator de potência do reator, resistência e indutância na parcela transiente da equação 5.12, chega-se à equação 5.14 para o termo transiente de energização.

$$i_{trans}(t) = 242,8e^{-0,552t} \tag{5.14}$$

A Figura 5.7 mostra a tensão no reator. O disjuntor fecha no início do segundo ciclo da fonte, isto é, em *t=0.0166s*, o que garante a energização do reator quando a tensão passa pelo zero.

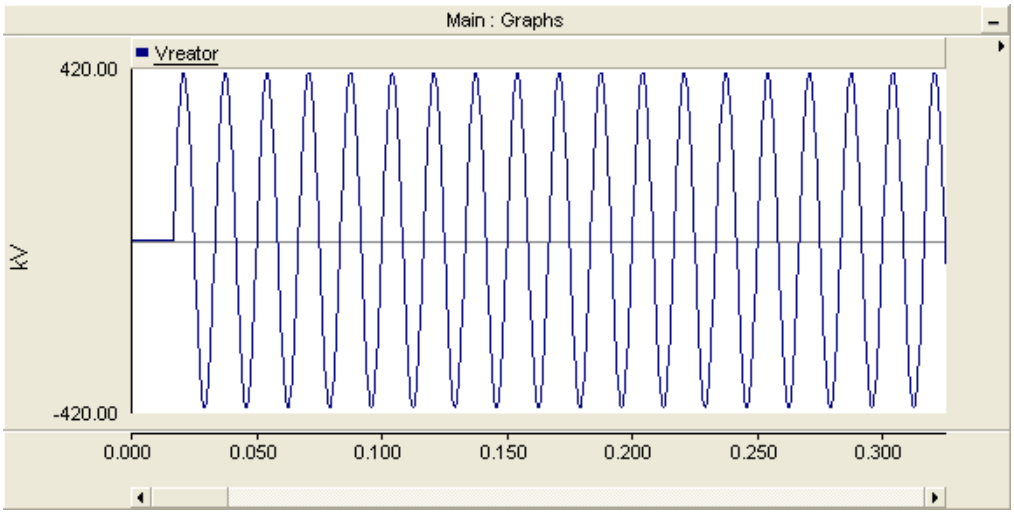

Figura 5.7 – Tensão no reator

A Figura 5.8 mostra a corrente do reator. Tendo início no instante do fechamento do disjuntor, a corrente é visivelmente composta por uma cossenóide somada a uma componente exponencial decrescente.

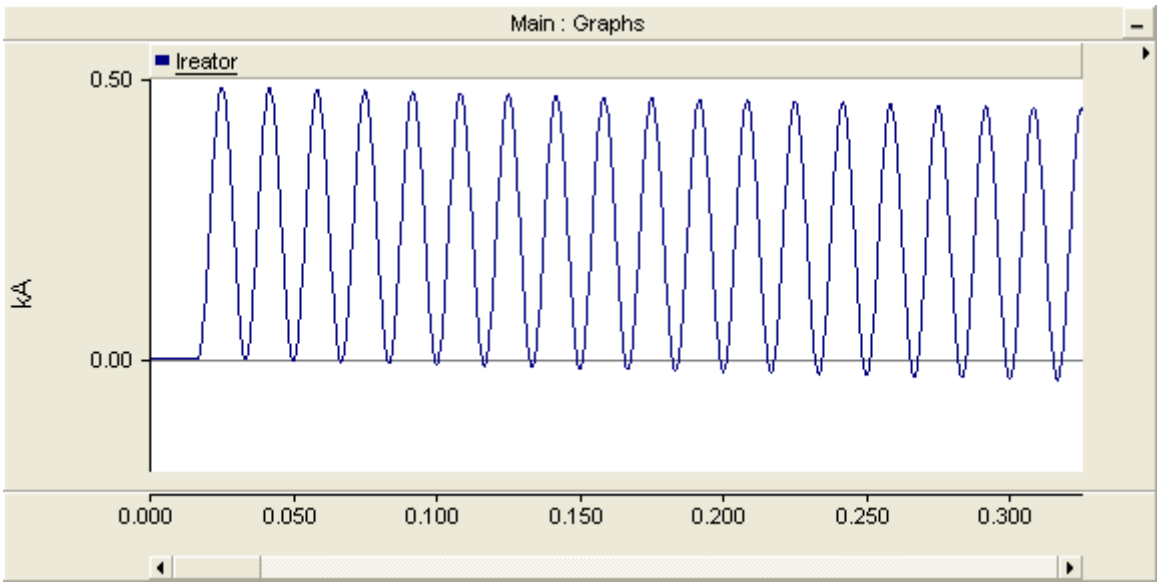

Figura 5.8 – Corrente de Energização do Reator

O reator levou cerca de 5 segundos para atingir o regime permanente. O pico da corrente durante o transitório foi 483A, praticamente o dobro do pico da corrente em estado permanente, que é de 242 A. A corrente de base nessa barra é calculada na equação 5.15.

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}.V_{base}} = \frac{100.10^6}{\sqrt{3}.500.10^3} = 115,47A \quad (5.15)$$

Com o valor da corrente de base, o pico de corrente, em pu, é calculado na equação 5.16.

$$I_{pico,pu} = \frac{I_{pico}}{I_{base}} = \frac{242}{115,47} = 2,09\,pu \tag{5.16}$$

Em seguida, faz-se uma nova simulação programando o disjuntor para fechar em t=0,02083s, que é um dos instantes de máximo da tensão. Segundo a equação 5.13, isto deve anular a componente transiente, pois φ=0º e Θ =90º. As Figuras 5.9 e 5.10 mostram a tensão no reator e a corrente de energização, respectivamente.

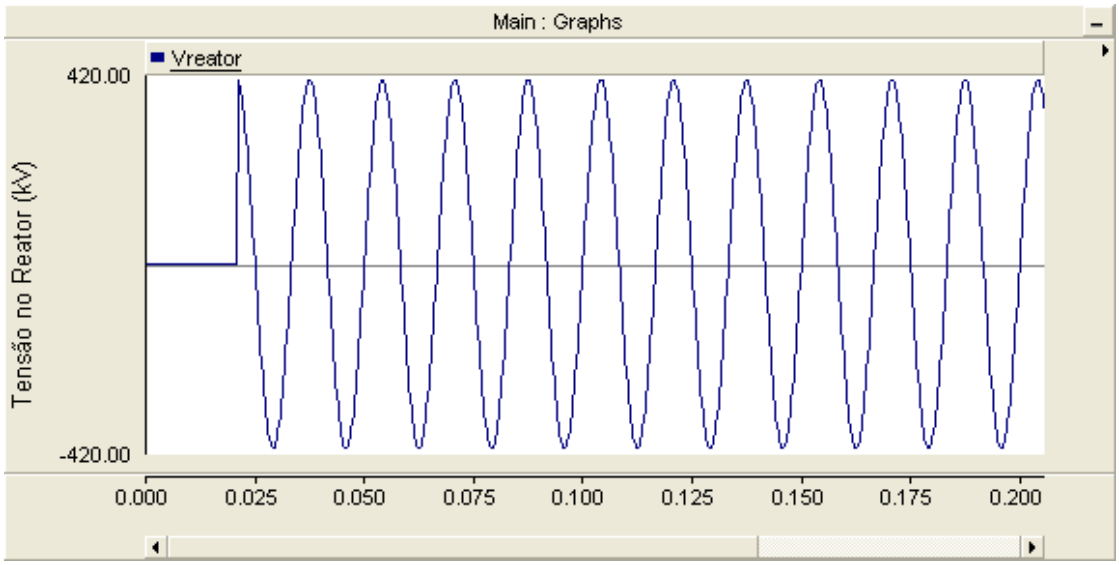

Figura 5.9 – Tensão no reator

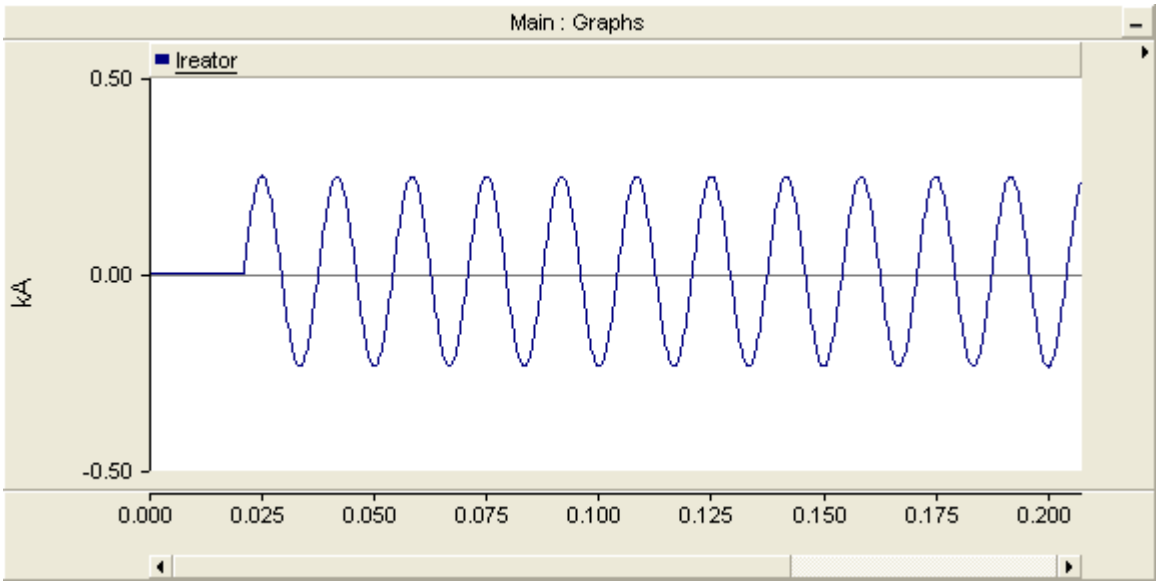

Figura 5.10 – Corrente de *inrush* quando o fechamento do disjuntor ocorre no instante de tensão máxima

A Figura 5.10 mostra que não há componente transitória na energização. Logo, a simulação confere com a equação 5.11, validando o desenvolvimento matemático.

5.5.1 – SIMULAÇÕES DE ENERGIZAÇÃO DO REATOR NO SISTEMA TESTE IEEE 14 BARRAS

A figura 5.9 mostra o sistema IEEE 14 barras montado no PSCAD.

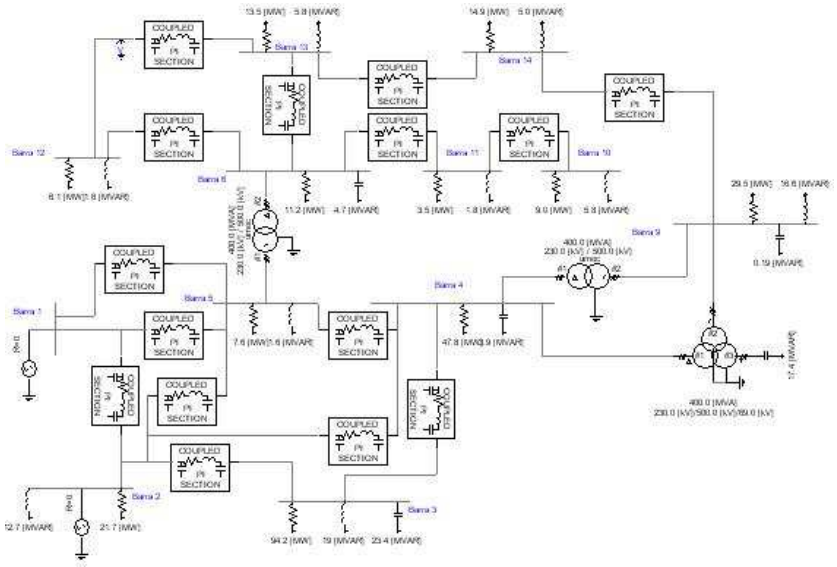

Figura 5.11 – Sistema IEEE 14 barras montado no PSCAD

Montado o sistema, este foi simulado para que fossem comparados os módulos das tensões nas barras obtidos no PSCAD com os fornecidos nos dados do fluxo de potência do sistema-teste . A tabela 5.3 mostra os resultados obtidos.

Tabela 5.3 – Comparação dos resultados obtidos no PSCAD com os fornecidos nos dados do IEEE 14 barras

Numero da Barra	Tensão PSCAD (pu)	Tensão do Fluxo de Carga (pu)	Diferença nos resultados (%)
1	1,057	1,060	0,33%
2	1,043	1,045	0,15%
3	1,002	1,010	0,82%
4	1,009	1,019	0,97%
5	1,017	1,020	0,34%
6	1,011	1,070	5,56%
7	1,025	1,062	3,45%
8	1,011	1,090	7,23%
9	1,003	1,056	5,01%
10	0,964	1,051	8,25%
11	0,983	1,057	7,02%
12	0,995	1,055	5,70%
13	1,005	1,050	4,32%
14	0,979	1,036	5,52%

Escolheu-se a barra 12 para receber o reator. Para verificar no simulador a atuação do equipamento e a corrente de *inrush*, algumas alterações precisaram ser feitas no modelo e no sistema, pois todos os valores de tensão estão dentro do limite aceitável, dispensando o uso de um reator. Uma vez que a função do reator é evitar a elevação da tensão no barramento devido ao efeito Ferranti, que é conseqüência da capacitância da linha, esta foi aumentada até que a tensão atingisse 1,05 pu, ou seja, 525 kV, que é o limite máximo para que a tensão num barramento de 500 kV seja considerada adequada. Para tanto, a suscepetância paralela das duas linhas que alimentam a barra 12 foi aumentada para 0,14 pu. Além disso, a carga na barra foi reduzida a 30% do valor original, pois o Efeito Ferranti é mais intenso durante a carga leve. O modelo do 05E4 também precisou ser alterado, pois sua potência nominal trifásica é de 180 Mvar, que é muito grande quando comparada com as potências das cargas em qualquer barra. Por meio de simulações, chegou-se ao valor de 8,2Mvar para a potência suficiente em cada unidade monofásica para corrigir a tensão na barra 12. Assim, o novo valor de indutância foi calculado pela equação 5.17.

$$Q = \frac{V_n^2}{X_r} \rightarrow 8,2.10^6 = \frac{(500.10^3/\sqrt{3})^2}{2\pi.60.L} \rightarrow L = 27H \tag{5.17}$$

O sistema alterado com o reator inserido na barra é mostrado na Figura 5.12.

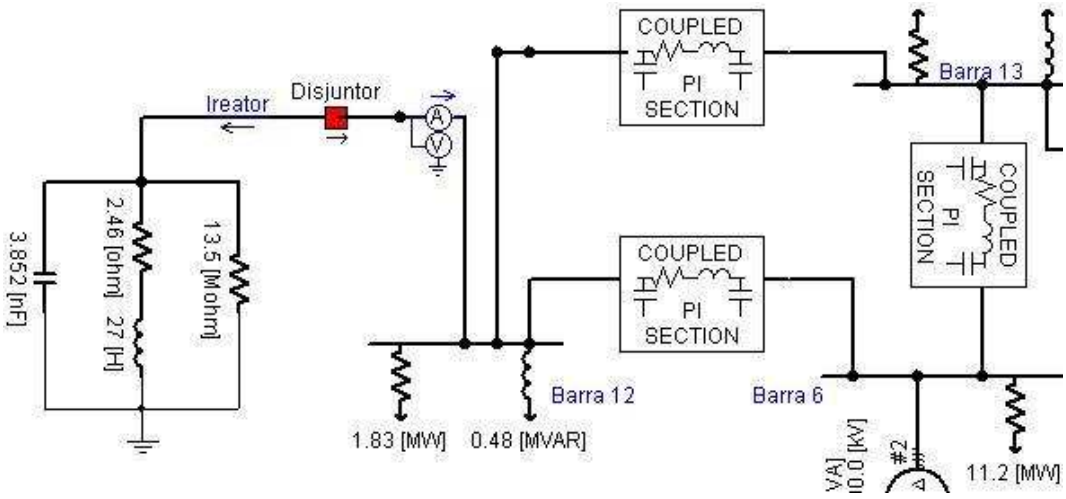

Figura 5.12 – Reator inserido na barra 12 do IEEE 14 barras

A primeira simulação feita foi a verificação da correção da tensão do barramento. O sistema é iniciado em t=0 e, devido aos transientes de energização das linhas e dos transformadores, a tensão cresce até se estabilizar em 525 kV em t=0,15s. O disjuntor do reator foi

programado para fechar no instante t=0,166s, estabilizando a tensão de linha do barramento de 500 kV, como mostra a Figura 5.13.

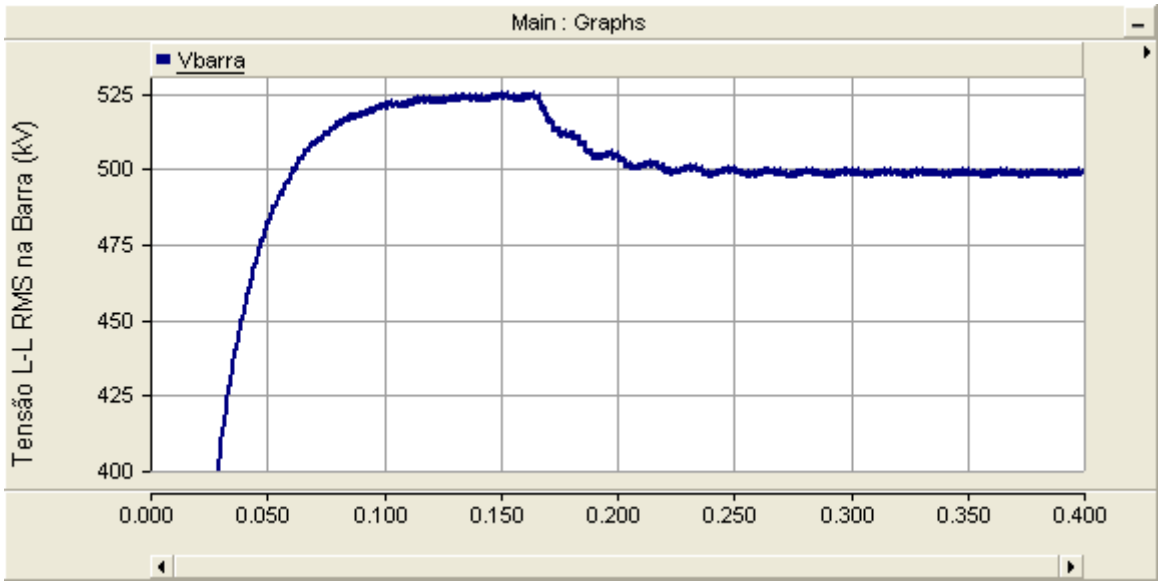

Figura 5.13 – Tensão de linha no barramento

A tabela 5.4 mostra, em p.u., os valores das tensões em todas as barras do sistema antes e depois da entrada do reator.

Tabela 5.4 – Tensões nos barramentos antes e depois da entrada do reator

Numero da Barra	Sem reator (pu)	Com reator (pu)	Redução da Tensão (%)
1	1,057	1,057	0,00%
2	1,061	1,061	0,00%
3	1,009	1,004	0,50%
4	1,017	1,009	0,79%
5	1,030	1,017	1,26%
6	1,034	1,018	1,55%
7	1,017	1,009	0,79%
8	1,020	1,011	0,88%
9	1,014	1,006	0,79%
10	0,988	0,974	1,42%
11	1,008	0,990	1,79%
12	1,050	1,000	4,76%
13	1,028	1,000	2,72%
14	1,001	0,986	1,50%

A tabela mostra uma redução geral da tensão nas barras. Com exceção dos barramentos 1 e 2, que se mantiveram no mesmo nível de tensão por serem as barras da geração.

O instante t=0,166s é o início do décimo ciclo da tensão, isto é, o reator foi energizado quando a tensão passava pelo zero, provocando a corrente *inrush* máxima. Substituindo os novos parâmetros do reator na parcela transiente da equação 5.13, chega-se à equação 5.18 para o novo transiente.

$$i_{trans}(t) = 28,36e^{-0,091t} \tag{5.18}$$

A Figura 5.14 mostra a corrente de energização simulada.

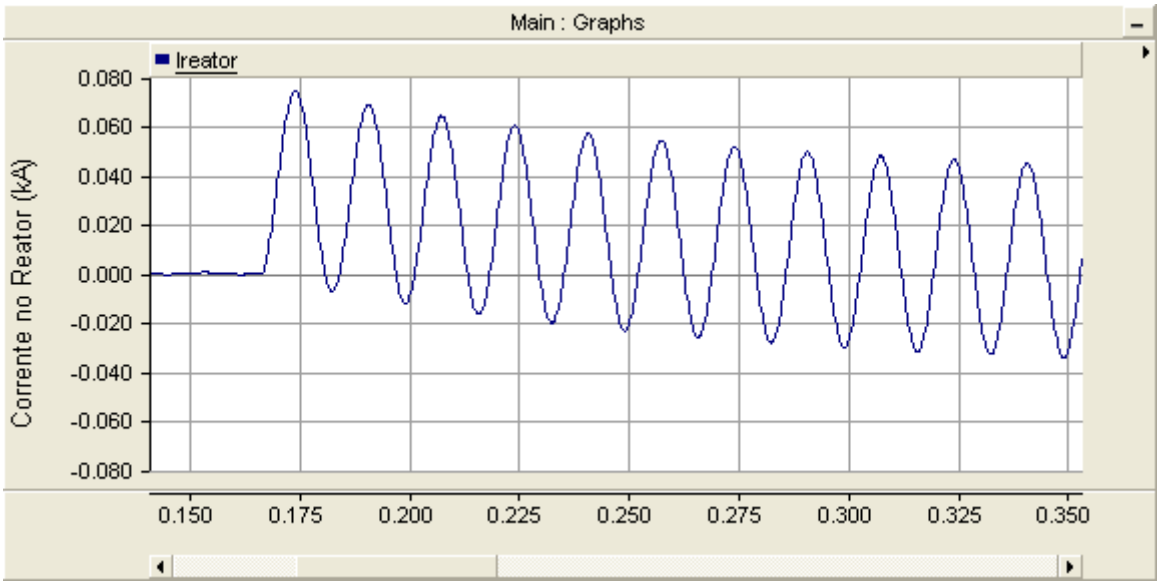

Figura 5.14 – Corrente de energização do reator no IEEE 14 barras

Em comparação à primeira simulação de energização feita, a corrente de *inrush* observada na Figura 5.14, embora tenha a mesma forma, apresenta um valor máximo de 74A, que corresponde a 0,64 pu. Este menor valor de corrente deve-se à maior reatância indutiva do reator inserido no IEEE 14 barras, já que o valor de indutância foi alterado para 27H. Entretanto, a onda encontrada ainda corresponde à equação 5.13.

Em seguida, foi simulada a energização do reator com fechamento ocorrendo num instante máximo de tensão. Novamente, foi encontrada uma onda de corrente que não contém componente transitória exponencial mostrada na Figura 5.15.

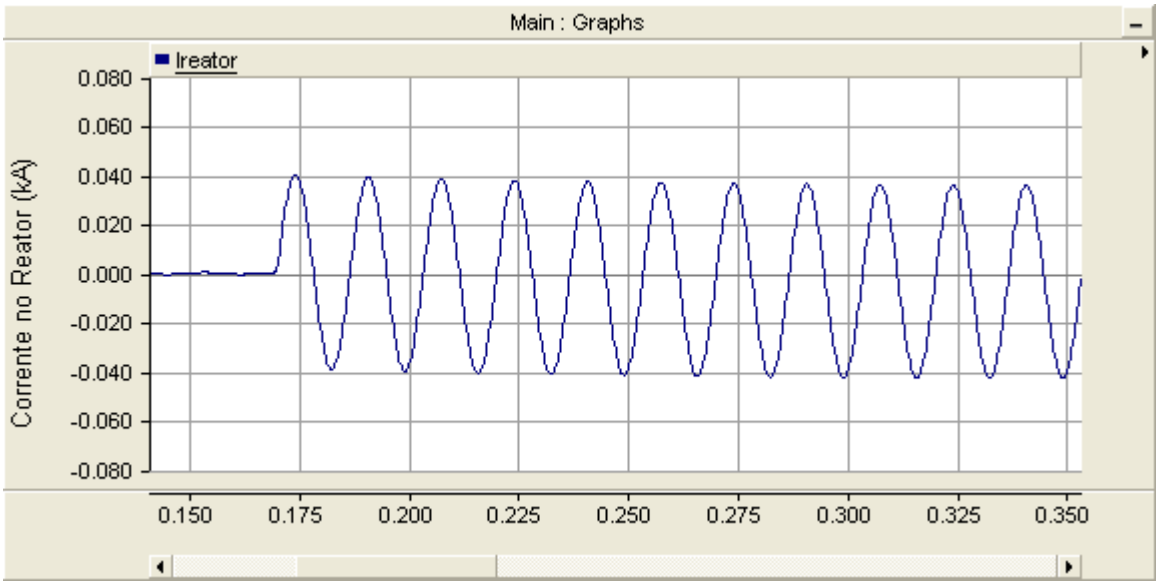

Figura 5.15 – Corrente de *inrush* da energização ocorrida com tensão máxima.

5.6 – RESPOSTA DO REATOR À DESENERGIZAÇÃO

Quando o reator de barra, operando em estado permanente, é desenergizado, a energia armazenada no campo magnético do indutor é liberada em forma oscilatória com uma frequência que depende da indutância e da capacitância paralela [19]. Desprezando a corrente que flui no resistor que representa a rigidez dielétrica do reator devido ao seu pequeno valor quando comparada à corrente no ramo indutivo e capacitivo, o circuito a ser analisado é mostrado na Figura 5.16.

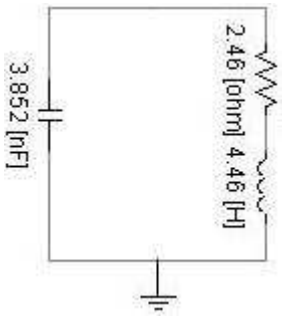

Figura 5.16 – Modelo do reator na desenergização

Aplicando a lei de Kirchhoff das tensões no circuito da Figura 5.16, chega-se à equação diferencial mostrada na equação 5.19.

$$L\frac{di}{dt} + Ri + \frac{1}{C}\int_0^t idt + v_C(0) = 0 \tag{5.19}$$

Onde:

L: Indutância do reator

R: Resistência dos condutores que constituem os enrolamentos do reator

C: Capacitância paralela do reator

$V_C(0)$: Tensão no capacitor no instante t=0

i: Corrente de desenergização fluindo no circuito

Derivando a equação 5.19 e reorganizando os termos, encontra-se a equação 5.20.

$$\frac{d^2i}{dt^2}+\frac{R}{L}\frac{di}{dt}+\frac{1}{LC}i=0 \tag{5.20}$$

A Equação 5.20 é uma equação de segunda ordem de um circuito RLC série oscilatório que pode ter três comportamentos: criticamente amortecido, subamortecido e superamortecido [19]. A determinação do comportamento depende dos parâmetros α, β e ω_0 calculados pelas equações 5.21, 5.22 e 5.23.

$$\alpha=\frac{R}{2L}=\frac{2,46}{2.4,46}=0,2758s^{-1} \tag{5.21}$$

$$\omega_0=\frac{1}{\sqrt{LC}}=\frac{1}{\sqrt{4,46.3,852.10^{-9}}}=7629,38s^{-1} \tag{5.22}$$

$$\beta=\sqrt{\omega_0^2-\alpha^2}=7629,39rad/s \tag{5.23}$$

Como $\alpha < \omega_0$, a resposta é subamortecida e curva é composta por uma senóide cuja amplitude cai exponencialmente. O coeficiente α define a rapidez com que as oscilações são amortecidas, sendo chamado é chamado de fator de amortecimento. A freqüência natural de oscilação do sistema é representada pela variável ω_0 e β é a freqüência angular amortecida, que determina a freqüência das oscilação do circuito RLC série. [19]

O circuito montado para simular o transiente de desenergização é mostrado na Figura 5.17.

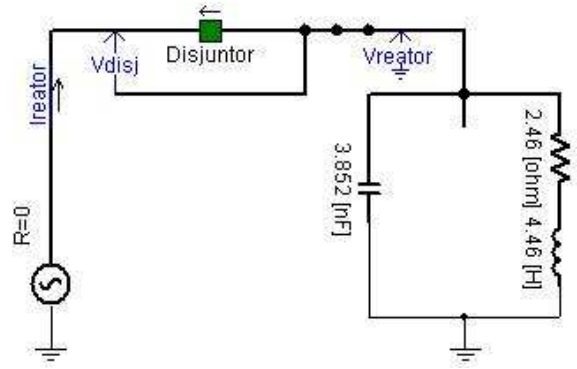

Figura 5.17 – Circuito montado para simular a desenergização do reator

Para o estudo da desenergização é importante verificar as formas de onda de tensão no reator e nos pólos do disjuntor quando a corrente passa pelo zero e pelo seu valor máximo. A Figura 5.18 mostra a tensão no reator simulando a abertura num instante em que a corrente é nula. Como esperado, a tensão é subamortecida, isto é, uma senóide com envoltória exponencial decrescente.

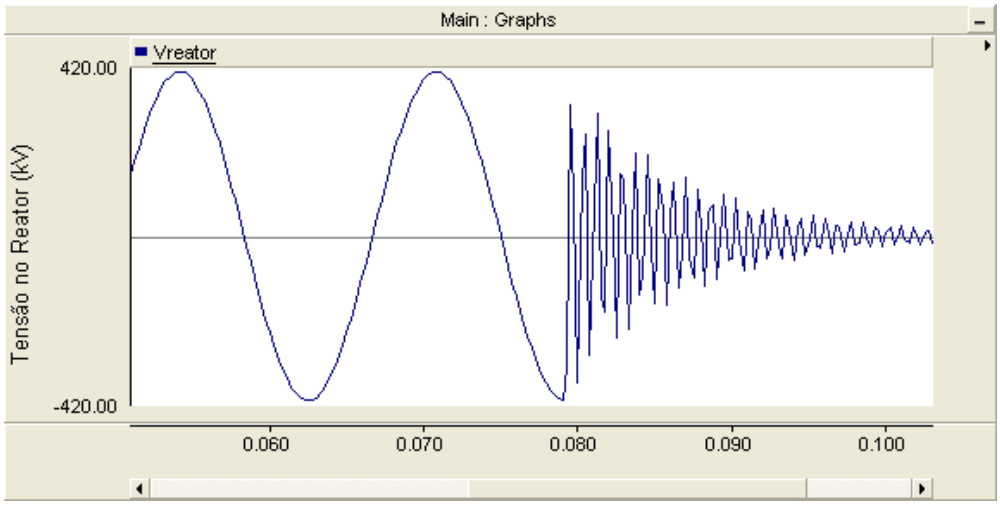

Figura 5.18 – Tensão no reator quando a desenergização ocorre no instante de corrente nula

A diferença entre a tensão da fonte e no reator aparece nos pólos do disjuntor. O resultado simulado é mostrado na Figura 5.19.

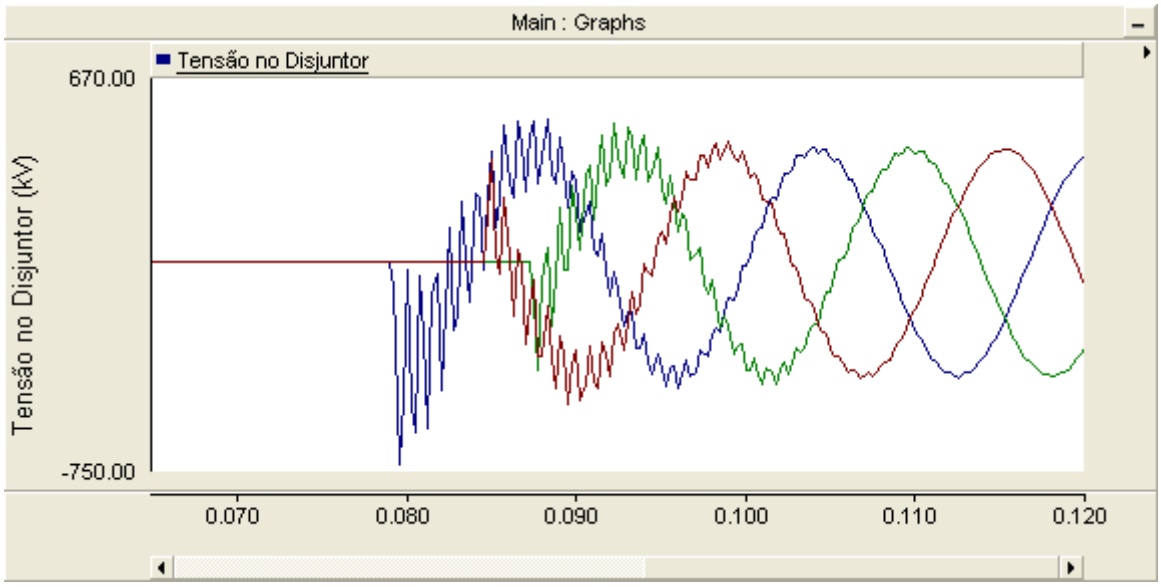

Figura 5.19 – Tensão nos pólos do disjuntor quando a desenergização ocorre no instante de corrente nula

Em seguida, foi simulada a tensão no reator quando a desenergização ocorre no instante em que a corrente no reator é máxima, mostrada na figura 5.20

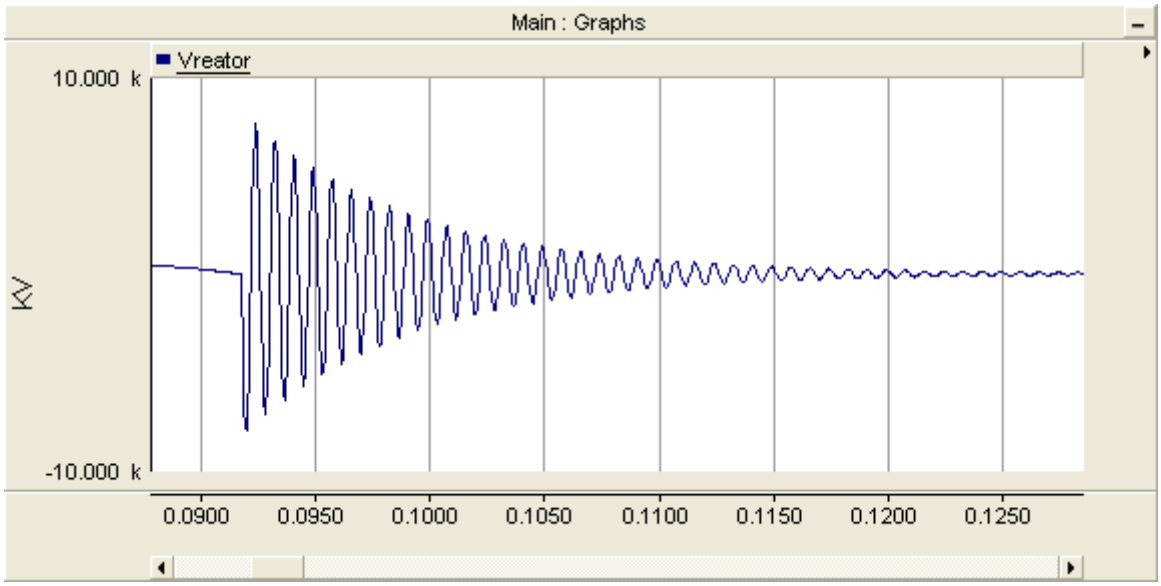

Figura 5.20 - Tensão no reator quando a desenergização ocorre no instante de corrente máxima

A simulação mostrou um pico de tensão com o valor de 8,4MV. A análise da equação 5.24, que dá a tensão numa indutância em função da corrente, explica este valor tão elevado.

$$V_L = L\frac{di}{dt} \tag{5.24}$$

Se a corrente foi interrompida no seu valor máximo, a derivada da equação 5.24 assume um valor muito grande, causando um pico de tensão no indutor, que é o elemento passivo principal do modelo do reator.

Conseqüentemente, nos pólos do disjuntor, que estão submetidos à diferença de potencial entre reator e da fonte, a simulação encontrou valores de tensão da ordem de 9,5 MV. A Figura 5.21 mostra o resultado da simulação.

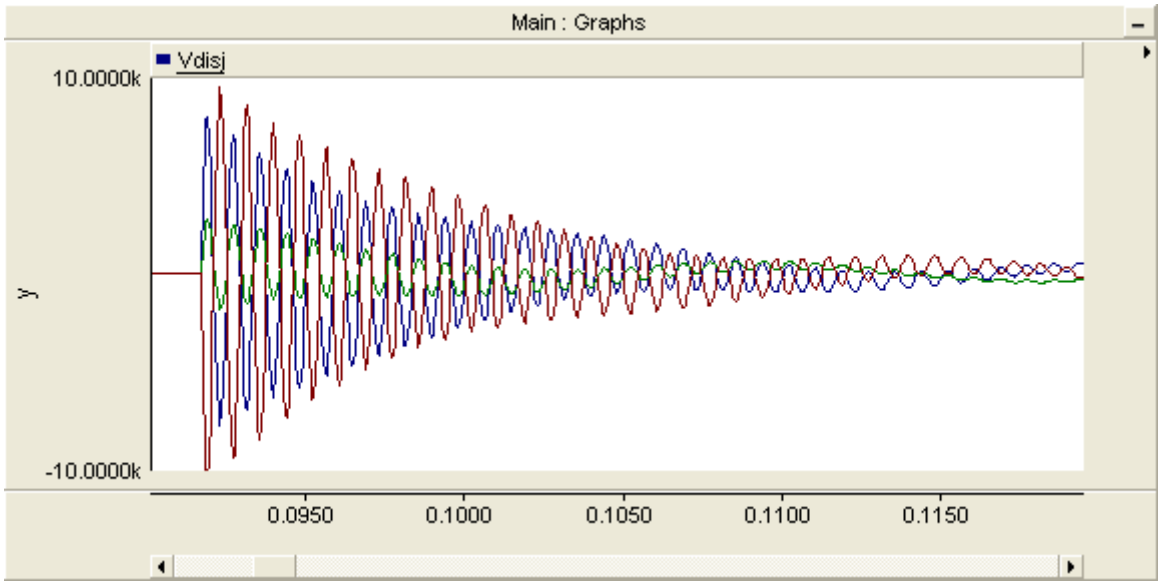

Figura 5.21 - Tensão nos pólos do disjuntor reator quando a desenergização ocorre no instante de corrente máxima

5.7 – SINCRONIZADOR DE DISJUNTORES

As simulações realizadas no item 5.5 mostraram que existem momentos ideais para que ocorra a energização e a desenergização de um reator de barra. A energização, quando ocorre no instante em que a tensão é máxima, elimina a componente exponencial, reduzindo a corrente de *inrush*. Já a desenergização deve ocorre quando a corrente de no reator passa pelo zero, para evitar que o pico de tensão na indutância danifique o reator ou o disjuntor.

Na subestação Fortaleza II, a manobra dos disjuntores do 05E4 é otimizada por um sincronizador de disjuntor que funciona interligado ao controle de subestação. Quando é enviado um comando de abertura ou fechamento, o sincronizador verifica os valores de tensão e corrente no reator e envia o comando de abertura ao disjuntor levando em conta o tempo de atuação do equipamento, de forma que o fechamento ocorra no máximo da tensão e a abertura no instante em que a corrente é nula. A vista frontal do sincronizador é mostrada na Figura 5.22.

Figura 5.22 – Sincronizador de Disjuntores [6]

5.8 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

As sucessivas simulações serviram para confirmar a aplicabilidade da simulação computacional no estudo de sistemas elétricos de potência, pois as formas de onda dos transientes de energização e tensão nos pólos do disjuntor, embora verificadas durante a os testes de fábrica e projeto do reator, não são coletadas pelo sistema de oscilografia da Chesf.

As simulações de energização e desenergização permitiram verificar o porquê do uso de um sincronizador de disjuntor, pois os resultados mostraram que a corrente de *inrush* pode ser eliminada se o fechamento do disjuntor ocorrer no instante em que a tensão é máxima e, de forma análoga, que a tensão nos pólos do disjuntor pode ser reduzida se este abrir quando a corrente for nula.

De todas as simulações feitas, a que mostrou a regulação da tensão quando o reator é posto em operação é emblemática neste trabalho, pois este é o objetivo do uso do equipamento.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 - CONCLUSÃO

Este trabalho foi realizado com três objetivos principais: explicar o papel de um reator *shunt* na regulação da tensão no barramento, dar uma visão geral dos sistemas de proteção e oscilografia e verificar, por meio de simulações computacionais, os fenômenos transitórios presentes nos instantes de chaveamento.

O estudo dos tipos de reatores utilizados em sistemas elétricos de potência permitiu concluir que estes equipamentos são extremamente versáteis, pois podem ser aplicados para regular de tensão, limitar a corrente de curto-circuito ou como filtro. O conhecimento dos componentes do 05E4 é de vital importância para a compreensão das proteções intrínsecas e das demais, que são realizadas por relés microprocessados.

A utilização de um sistema de proteção com relés numéricos numa arquitetura distribuída e a configuração de disjuntor e meio da subestação de Fortaleza II permitem a criação de um esquema de proteção que, embora mais caro, é necessário dada a importância desta subestação na rede. A utilização das funções diferenciais de reator e de barra como principais e funções de sobrecorrente de fase, neutro e STUB como proteção de retaguarda, deixa claro o caráter redundante do sistema de proteção, ou seja, para garantir a seletividade e confiabilidade, este conta com relés de retaguarda que entram em operação em caso de falha da dos dispositivos principais de proteção. Além disso, o reator conta com proteções intrínsecas que estão ligadas, principalmente, a defeitos internos como curto entre espiras, sobreaquecimento e vazamento de óleo.

Juntamente com os relés de proteção, o registro das formas de onda durante uma condição de falta representa um recurso indispensável ao reator de barra. A criação de uma rede de oscilografia da Chesf, onde o registrador digital de perturbação Simeas R comissionado para o 05E4 está inserido, trouxe vantagens no que se refere ao fluxo, armazenamento e análise dos registros de oscilografia. O funcionamento integrado dos dispositivos de proteção, supervisão e registro permite que a Chesf analise as interrupções em seu sistema e se adapte para atender os requisitos da ANEEL, evitando penalizações relacionadas à parcela variável.

Outro tópico importante abordado foi o estudo dos transitórios de energização e desenergização do reator. Utilizando simulações computacionais, verificou-se que energizar o rea-

tor no momento que a tensão passa pelo zero provoca uma elevada corrente de *inrush*. Em contrapartida, energizar o reator no quando a tensão passa pelo valor máximo leva à uma corrente que contém apenas a componente de estado permanente. Assim, com a finalidade de resguardar o reator das elevadas correntes de energização e elevar sua vida útil, chega-se à conclusão de que vale a pena investir num disjuntor capaz de chavear no pico da tensão e em um equipamento sincronizador de disjuntor que aperfeiçoe a manobra, fechando os pólos do disjuntor no instante do máximo da tensão.

Por fim, chega-se à conclusão que o comissionamento de um equipamento numa subestação desse porte é uma atividade de caráter multidisciplinar onde estão presentes várias áreas do conhecimento, tais como análise de sistemas de potência, redes de computadores, programação, etc. Sendo, portanto, uma oportunidade única para consolidar conhecimentos adquiridos ao longo da graduação em engenharia elétrica.

6.2 – DESENVOLVIMENTO FUTURO

Uma vez que o comissionamento numa subestação da Chesf é um evento que engloba vários ramos de conhecimento da engenharia elétrica, é razoável concluir que existem facetas da obra que não foram cobertas por este trabalho.

No que tange ao sistema de proteção, poderão ainda ser exploradas alterações realizadas no sistema digital da subestação Fortaleza II durante o comissionamento do reator 05E4. A inserção do novo *bay* no setor de 500 kV fez surgir a necessidade de mais uma unidade de *bay* e outra unidade de controle central no nível 1. Além disso, foi necessária a implantação de uma nova IHM na sala de comando, para permitir a operação do novo reator. O estudo dessas alterações pode render um trabalho extremamente rico na área de proteção de sistemas elétricos de potência.

Outro estudo possível consiste em refazer as simulações do Capítulo 5 utilizando parâmetros do sistema Chesf. Este trabalho teria uma grande aplicabilidade didática, pois a montagem dessa rede transmissão em um programa simulador poderia ser aplicada em várias disciplinas da graduação em engenharia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] URL Disponível em http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx, acessada no dia 12/08/2010.

[2] URL Disponível em http://www.ons.org.br/download/ampliacao_reforcos/par/PAR2010-2012_TermodeReferencia.pdf, acessada no dia 12/08/2010.

[3] URL Disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_1-Retificacao_1.pdf, acessada dia 29/08/2010.

[4] URL Disponível em http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0521405_07_cap_ 02.pdf , acessada no dia 12/08/2010

[5] URL Disponível em http://www.ons.org.br/download/mapas_rede_operacao/n_ne/DU-CT.NNE.01_r84.pdf , acessada dia 11/12/2010

[6] Diagramas Unifilares e Trifilares, Fiação, Interligação de Equipamentos , diagramas unifilares de Subestações, fotos e dados gerais do Sistema Chesf – Obtidos em contato com a Companhia Hidroelétrica do São Francisco. Válidos em 11/12/2010

[7] URL Disponível em http://www.energy.siemens.com/us/pool/us/power-transmission/transformers/downloads/TRANSFORMERS-Shunt-Reactors.pdf, acessada no dia 20/08/2010.

[8] URL Disponível em http://www.arevausitr.com/pdf/TECH%20NEWS_SHUNT_71665.PDF, acessada no dia 21/08/2010.

[9] URL Disponível em http://areva-td.com/static/content/1127139224647-ACR_Portuguese.pdf, acessada dia 01/09/2010.

[10] GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR, W. D., *Power System Analysis*, McGraw-Hill, New York, 1994.

[11] Siemens. Reator de Derivação LSAL 7857. Manual de Instruções de Serviço para Reator. 2008.

[12] Nunes, A.P., Bertrão, V.C.V.M., Paulino, M.E.C., "Medições de Capacitência e Fator de Dissipação em buchas de transformadores com variação de frequência - Análise e Resultados". XIII Encontro Regional Ibero Americano de Sigré - XIII ERIAC, dezembro de 2009.

[13] URL Disponível em http://www.qualitrolcorp.com/foreign_langauge_resources/CA-X00-00A-01P_Catalog.pdf , acessada dia 07/09/2010

[14] URL disponível emhttp://paginas.fe.up.pt/~jrf/aulas0506/transformadores /transformadores.pdf, acessada em 07/09/2010

[15] URL disponível em http://www.treetech.com.br/pt/detalheproduto.php?produto =1264018056, acessada dia 11/09/2010

[16] Barbosa, D. “Estimação de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência através de Filtragem Adaptativa” Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo – USP, 2007, 120p.

[17] Siemens. Proteção Diferencial SIPROTEC 7UT6135. Manual do Fabricante. 2008.

[18] Siemens. Distributed Busbar/Breaker Failure Protection SIPROTEC 7SS5215. Manual do Fabricante. 2008.

[19] J. W. Nilsson, S. A. Riedel. Circuitos Elétricos, Prentice Hall/Pearson, 6ª Edição, 2007.

[20] Siemens. Multi-Function Protective Relay with Local Control SIPROTEC 7SL6225. Manual do Fabricante. 2008

[21] URL Disponível em http://www.automacaoindustrial.com/instrumentacao/temperatura /termoresistância.php, Acessada em 12/11/2010

[22] N. S. D. Brito, “Rede de Oscilografia da Chesf: da Concepção até o estado atual”, XIII ERIAC - Encontro Regional Iberoameticano de Cigré, 2009.

[23] Tcheou, M. P. “Análise e representação de sinais de oscilografia usando decomposições adaptativas redundantes’’, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2005, 150p.

[24] R. M. de Aquino, M. H. M. Vale “Impacto da Parcela Variável na Expansão, Operação e Manutenção do Sistema Interligado Nacional – Propostas para atualização de Procedimentos”, XIII ERIAC - Encontro Regional Iberoameticano de Cigré, 2009.

[25] Siemens. Simeas R 7KE6000, Registrador Digital de Faltas e Qualidade de Energia, Manual do Fabricante. 2003.

[26] URL Disponível em http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm, acessada em 18/10/2010

[27] Manitoba HVDC Research Centre Inc. Applications of PSCAD®/EMTDC™, Application Guide. 2008.